

Grado Universitario en Ingeniería en Tecnologías  
Industriales  
2018-2019

*Trabajo Fin de Grado*

# “Rediseño y cálculo de la torre de un aerogenerador”

---

Javier Salgado Muñoz

Tutores

Pablo González Rodríguez

José Alfonso Artero Guerrero

Leganés, 2018



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**



## **RESUMEN**

A lo largo de este Trabajo Fin de Grado se realiza el análisis estructural de la torre de un aerogenerador que sufre problemas por pandeo. Se parte de un modelo concreto, torre de 78 metros de altura, rotor de 97 metros de diámetro y generador de 2MW de potencia, del que se conocen datos geométricos y determinadas propiedades de los materiales. Se realiza el modelado de la torre en Abaqus 6.14, código comercial de elementos finitos, para posteriormente hacer un análisis de posibles modificaciones y refuerzos que mejoren sus propiedades frente a la inestabilidad estructural y que determinen las líneas de actuación a seguir. Con esta información y utilizando el mismo software se rediseñan modelos de la torre incluyendo refuerzos y modificaciones geométricas, llegando a la obtención dos diseños finales que aumentan la resistencia al pandeo de la torre, mejoran su versatilidad y reducen los costes de fabricación.

Palabras clave:

Pandeo; FEM; Abaqus; Refuerzo estructural; Inestabilidad estructural

## **ABSTRACT**

Throughout this Final Degree Project, the structural analysis of the tower of a wind turbine that suffers from buckling problems is carried out. It starts from a concrete model, 78 meters high tower, 97 meters diameter rotor and 2MW power generator, of which geometric data and certain properties of the materials are known. The modeling of the tower is done in Abaqus 6.14, commercial code of finite elements, to later make an analysis of possible modifications and reinforcements that improve their properties against structural instability and that determine the action lines to be followed. With this information and using the same software, tower models are redesigned, including reinforcements and geometric modifications, reaching two final designs that increase the buckling strength of the tower, improve its versatility and reduce manufacturing costs.

Key words:

Buckling; FEM; Abaqus; Structural reinforcement; Structural instability



## **DEDICATORIA**

Quisiera transmitir mis más sinceros agradecimientos a los profesores Pablo González y José Alfonso Artero por sus recomendaciones, el tiempo dedicado y la implicación que han demostrado.

A la familia y amigos, de aquí, de allá y de más lejos aún, pero que siempre están cerca, gracias.

A las dos mujeres de mi vida, Mamá y Aida, que día a día me habéis demostrado vuestro incansable apoyo, infinita paciencia y profundo amor, sin vosotras no hubiese sido posible. Dedicado a vosotras.

Y a vosotros dos.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Motivación del Trabajo .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. Objetivos .....</b>	<b>1</b>
<b>1.3. Marco Regulador .....</b>	<b>1</b>
<b>2. ANTECEDENTES .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1. Energías renovables .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.1. Introducción .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.2. Energía solar .....</b>	<b>3</b>
<b>2.1.3. Energía hidráulica .....</b>	<b>4</b>
<b>2.1.4. Energía del mar .....</b>	<b>5</b>
<b>2.1.5. Biomasa .....</b>	<b>5</b>
<b>2.1.6. Energía eólica .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2. Energía eólica .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2.1. Introducción .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2.2. El aerogenerador y su funcionamiento .....</b>	<b>8</b>
<b>2.2.3. Tipología de los aerogeneradores .....</b>	<b>9</b>
<b>2.3. Aerogeneradores de eje horizontal.....</b>	<b>12</b>
<b>2.3.1. Introducción .....</b>	<b>12</b>
<b>2.3.2. Componentes del aerogenerador.....</b>	<b>13</b>
<b>2.3.3. La torre y sus tipologías .....</b>	<b>18</b>
<b>2.3.4. Configuraciones de torre.....</b>	<b>19</b>
<b>2.3.5. Accesibilidad .....</b>	<b>23</b>
<b>2.3.6. Cimentación .....</b>	<b>23</b>
<b>2.4. Requisitos en diseño estructural .....</b>	<b>24</b>
<b>2.4.1. Introducción .....</b>	<b>24</b>
<b>2.4.2. Cargas que actúan en la torre .....</b>	<b>24</b>
<b>2.4.3. Criterios de diseño .....</b>	<b>28</b>
<b>2.4.4. Inestabilidad elástica o pandeo .....</b>	<b>30</b>
<b>3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....</b>	<b>36</b>
<b>3.1. Introducción .....</b>	<b>36</b>
<b>3.2. Especificaciones del aerogenerador .....</b>	<b>36</b>
<b>3.3. Especificaciones de la torre .....</b>	<b>36</b>
<b>4. ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....</b>	<b>39</b>

4.1.1.	Modelado FEM de la estructura original .....	39
4.1.2.	Análisis de sensibilidad del mallado .....	42
4.1.3.	Resultado de pandeo en torre original.....	44
4.2.	Estudio de posibles modificaciones en el diseño de la torre .....	45
4.2.1.	Introducción .....	45
4.2.2.	Cambios en el espesor de las virolas .....	46
4.2.3.	Refuerzos con vigas normalizadas en I (IPE) .....	47
4.2.4.	Modificación del espesor de las bridas .....	48
4.2.5.	Integración de anillos rigidizadores.....	49
4.2.6.	Comparativa de posibles modificaciones estructurales .....	49
4.3.	Diseño y análisis de modelos alternativos .....	50
4.3.1.	Introducción .....	50
4.3.2.	Modelo Alternativo 1.....	51
4.3.3.	Modelo Alternativo 2.....	53
4.3.4.	Comparativa de Modelos Alternativos .....	55
5.	ANÁLISIS DE ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO .....	56
5.1.	Diagrama de Gantt y presupuesto.....	56
5.2.	Impacto socio-económico.....	57
6.	CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....	60
7.	BIBLIOGRAFÍA .....	61
8.	ANEXOS .....	62
	ANEXO A - Modelado de la estructura original con Abaqus .....	62





## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Evolución mundial de la potencia eólica instalada.....	7
Figura 2 - Distribución global de potencia instalada (TOP10).....	7
Figura 3 - Esquema simplificado del funcionamiento de una turbina eólica .....	8
Figura 4 – Clasificación de aerogeneradores.....	11
Figura 5 - Aerogeneradores de eje vertical (Savonius - Darrieus - Giromil) .....	12
Figura 6 - Aerogeneradores de eje horizontal (Monopala - Bipala - Tripala).....	12
Figura 7 - Orientación de aerogeneradores de eje horizontal (Sotavento - Barlovento) .....	12
Figura 8 - Componentes básicos de un HAWT .....	13
Figura 9 - Evolución del tamaño de los aerogeneradores.....	13
Figura 10 - Componentes - Nariz .....	14
Figura 11 - Componentes - Buje.....	14
Figura 12 - Componentes - Pala .....	15
Figura 13 - Componentes - Góndola .....	16
Figura 14 - Componentes - Torre .....	18
Figura 15 - Torres de celosía - Contaminación visual.....	19
Figura 16 - Torre atirantada.....	20
Figura 17 - Torre de hormigón .....	21
Figura 18 - Torre tubular de acero - Fabricación.....	22
Figura 19 - Torre híbrida .....	22
Figura 20 - Escalera interior y góndola descubierta .....	23
Figura 21 – Cimentaciones .....	24
Figura 22 - Sistema de fuerzas y momentos transmitidos a la torre.....	28
Figura 23 - Sistema de ejes coordenados locales en torre .....	28
Figura 24 - Pandeo en barra a compresión .....	31
Figura 25 - Columna a compresión .....	31
Figura 26 - Factores de pandeo según apoyos <sup>(8)</sup> .....	33
Figura 27 - Curvas de pandeo según CTE.....	34
Figura 28 - Operario soldando virolas.....	38
Figura 29 - Tramo de torre con brida .....	38
Figura 30 - Unión con brida y pernos.....	38
Figura 31 - FEM - Problema complejo y FEM - Problema subdividido.....	39
Figura 32 - FEM – Elemento finito .....	39
Figura 33 - Geometría de la torre y condiciones de contorno .....	41
Figura 34 - Análisis de sensibilidad del mallado – EigenValue.....	43
Figura 35 - Análisis de sensibilidad del mallado - Tiempo de CPU .....	43
Figura 36 - Pandeo de estructura original.....	45
Figura 37 - Perfil IPE80 .....	47
Figura 38 - 4 vigas IP80 ensambladas y unidas a torre .....	48
Figura 39 - Modelo Alternativo 1 - Modos de pandeo.....	52
Figura 40 - Modelo Alternativo 2 - Modos de pandeo.....	54
Figura 41 - Diagrama de Gantt.....	56
Figura 42 - Crear part torre inicial.....	62

Figura 43 - Editar sección.....	63
Figura 44 - Asignar sección.....	64
Figura 45- Torre ensamblada.....	64
Figura 46- Unión brida 4 .....	65
Figura 47 - Mallado inicial .....	66
Figura 48 - Primer Job .....	67



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Pandeo de perfiles en función de la sección transversal .....	35
Tabla 2 - Masas del aerogenerador completo .....	36
Tabla 3 - Geometría de la torre original .....	37
Tabla 4 - Geometría bridas originales .....	38
Tabla 5 - Análisis de sensibilidad del mallado .....	44
Tabla 6 - Resultado pandeo torre original .....	44
Tabla 7- Espesores modificados .....	47
Tabla 8 - Bridas reducidas .....	48
Tabla 9 - Comparativa de posibles modificaciones estructurales.....	49
Tabla 10 - Modelo Alternativo 1 - Cambios estructurales .....	52
Tabla 11 - Modelo Alternativo 1 - Resultados .....	52
Tabla 12 - Modelo Alternativo 2 - Cambios estructurales .....	54
Tabla 13 - Modelo Alternativo 2 - Resultados .....	54
Tabla 14 - Comparativa de Modelos Alternativos .....	55
Tabla 15 - Datos del Diagrama de Gantt .....	56
Tabla 16 - Cálculo de presupuesto .....	57
Tabla 17 - Ahorro en masa estructural .....	57
Tabla 18 - Contribución al ahorro en costes.....	58
Tabla 19 - Análisis económico .....	59

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1.Motivación del Trabajo

En los últimos años se ha empezado a dar gran importancia a la energía eólica como fuente sustituta de los combustibles fósiles, lo que ha supuesto alcanzar los 539 GW. de potencia instalada a nivel mundial a finales de 2017, según el GWEC <sup>(1)</sup>. Solo en 2017 se instalaron parques eólicos con una potencia total de 52,5 GW. y se prevé que esta demanda se mantenga o incluso aumente durante los próximos años. Puesto que los mejores emplazamientos ya se están explotando, surge la necesidad de continuar con la investigación y desarrollo de tecnologías que permitan la construcción de aerogeneradores en localizaciones con condiciones menos favorables. En relación a estas exigencias y al trabajo desempeñado actualmente en Altran, en el Servicio de Cálculo de Cargas en Aerogeneradores, se ha detectado que un factor limitante de ciertos aerogeneradores es el riesgo de fallo por pandeo de la torre. Por esta razón, a lo largo de este Trabajo de Fin de Grado se estudiará el “Rediseño y cálculo de la torre de un aerogenerador”, concretamente un modelo con torre de 78 m. de altura, rotor de 97 m. de diámetro y 2 MW. de potencia, con la intención de ofrecer soluciones a las limitaciones de pandeo de este aerogenerador. Por motivos de confidencialidad se evitarán datos referentes al fabricante y a determinados componentes.

Además, representa una motivación añadida el interés por el sector y poder profundizar en aspectos que no forman parte de las funciones laborales actualmente desempeñadas, como el diseño estructural, el uso de software FEA y la implementación de refuerzos.

## 1.2.Objetivos

A partir de un modelo concreto de una torre de aerogenerador se pretende:

- Realizar un modelo FEM de la torre de un aerogenerador
- Simular las condiciones de pandeo y calcular la carga crítica.
- Evaluar posibles mejoras estructurales
- Proponer y analizar soluciones que optimicen el diseño de la torre.

## 1.3.Marco Regulador

En el diseño de aerogeneradores se emplean las normativas redactadas por la IEC (International Electrotechnical Commission) y requieren que un organismo certificador que los valide, como por ejemplo GNV-GL o TÜV Rheinland. En todo caso, también se emplean las recomendaciones propias de los organismos certificadores y otras normativas involucradas como resulta ser el CTE (Código Técnico de la Edificación). Para los estudios desarrollados a lo largo de este

documento se han empleado fundamentalmente la norma IEC 61400-1 Ed.3 <sup>(2)</sup> que determina los requisitos técnicos de diseño de los aerogeneradores y el CTE DB-SE-A (Documento Básico – Seguridad estructural – Acero) <sup>(3)</sup> como base para el análisis del pandeo de la torre.

## **2. ANTECEDENTES**

### **2.1. Energías renovables**

#### **2.1.1. Introducción**

Se consideran energías renovables aquellas que se extraen de fuentes y procesos naturales que se encuentran en continua regeneración o reposición. El viento, las corrientes de agua, la luz del Sol, el calor desprendido por la Tierra, las mareas o las distintas formas de biomasa son un muestra de la diversidad de este tipo de fuentes.. Al tratarse de energía proveniente de procesos de la naturaleza, resulta inagotable, y además, por la baja contaminación que supone su transformación, también se considera limpia. El aprovechamiento potencial de estas fuentes de energía en cualquier región del planeta, la contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y tendencia a la baja de los costes las convierten en tecnologías altamente competitivas. A este auge, sostenido en el tiempo, también contribuye que los costes de los combustibles fósiles generalmente muestren tendencias alcistas y cuenten con cada vez menos apoyo institucional y social.

Las energías renovables se encuentran en imparable crecimiento, como queda patente en las estadísticas aportadas en 2017 por la IAE. Las renovables capturan dos tercios de las inversiones mundiales en centrales eléctricas ya que, para muchos países, se convierten en la fuente de nueva generación más económica. En la Unión Europea, las renovables representan el 80% de la capacidad nueva y la energía eólica se prevé se convierta en la principal fuente de electricidad poco después de 2030 debido a un fuerte crecimiento.<sup>(4)</sup>

De acuerdo a la AIE, las necesidades energéticas mundiales aumentarán un 30% hasta el año 2040, lo cual equivale a añadir otra China y otra India a la demanda mundial actual. El futuro se electrifica, convirtiendo la electricidad en la potencia creciente entre los usos finales de la energía, representando el 40% del consumo final en 2040.

La evolución en busca de un sistema energético basado en tecnologías limpias tendrá asimismo efectos sociales y económicos muy beneficiosos. El conjunto del sector de la energía emplea actualmente a nivel mundial a 40 millones de personas (directa e indirectamente), y se estima que 9.4 millones corresponden a las renovables. Según IRENA, lograr un aumento de la contribución las energías renovables en el mix energético mundial hasta alcanzar el 30% en 2050 supondría un crecimiento adicional del PIB a nivel global del 1.1% en 2030 y del 0.8 en 2050 (equivalente a 1.6 billones de dólares), mejora del bienestar del 3.7% y el incremento del empleo en el sector de más de 24 millones de personas en 2030, frente a los 9.4 millones actuales<sup>(5)</sup>.

#### **2.1.2. Energía solar**

El Sol constantemente está produciendo y emitiendo cantidades ingentes de energía electromagnética, que llega a nuestro planeta en forma de radiación y que se puede aprovechar, incluso en climas nublados. Se utiliza en todo el mundo y es cada vez más

popular para generar electricidad, calentar o desalar agua, entre otros. La radiación solar se puede distinguir entre directa y difusa, siendo la primera la que llega directamente desde el Sol, y la difusa, aquella que llega por el efecto de diversos fenómenos de reflexión y refracción de las ondas en la atmósfera y en el resto de elementos de la naturaleza. Los receptores se clasifican en activos o pasivos, según utilicen mecanismos de orientación hacia el sol para captar mejor la radiación directa. Las principales formas de generación son: térmica, fotovoltaica, termoeléctrica y pasiva.

La energía solar térmica se obtiene mediante colectores y suele ir destinada a agua caliente sanitaria, calefacción y frío solar, invernaderos solares o desalinización de aguas, entre otras.

La energía fotovoltaica emplea paneles fotovoltaicos, que son dispositivos electrónicos que convierten la luz solar directamente en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico. Las instalaciones de energía solar fotovoltaica se pueden combinar para proporcionar electricidad a escala comercial o en configuraciones más pequeñas para minirredes o uso personal. El uso de energía solar fotovoltaica para alimentar pequeñas redes es una excelente manera de brindar acceso a la electricidad a las personas que viven a grandes distancias de las líneas de transporte de energía, especialmente en los países en desarrollo con excelentes recursos de energía solar.

La energía solar termoeléctrica usa espejos para concentrar los rayos solares. Estos rayos calientan un fluido, lo que se utiliza para producir vapor para impulsar la turbina de un generador de electricidad. Se utiliza para obtener electricidad en plantas de energía a gran escala.

La energía solar pasiva está enfocada al ahorro energético y sostenibilidad ambiental, logrando reducciones de consumo de energía en el hogar mediante el control de la orientación adecuada de los edificios, el uso revestimientos y buenos aislamientos, materiales de alto coeficiente térmico y control de la ventilación.

### **2.1.3. Energía hidráulica**

La generación de energía hidráulica se consigue aprovechando la fuerza del agua que es liberada en las presas o embalses de las centrales hidroeléctricas. Debido a la diferencia de altura, El agua liberada cae con fuerza sobre una turbina y la hace girar, convirtiendo la energía cinética del agua en el movimiento mecánico. Mediante un generador eléctrico se transforma este movimiento mecánico de giro en electricidad, que se transforma y transporta a través de la red hasta ser consumida. El agua empleada en el proceso de generación retoma el cauce natural del río aguas abajo tras pasar la central.

Existen diferentes tipos de turbinas que se usan en centrales hidroeléctricas y su uso depende del salto hidráulico en la planta y el caudal de agua que requiera pasar por la turbina. Los más comunes son Kaplan, Francis y Pelton.



Otro elemento fundamental es la planta de bombeo, ya que permite el ascenso de agua desde el depósito inferior a un depósito más alto durante períodos de bajo precio de la electricidad, para posteriormente liberarla para generar electricidad cuando el precio es superior.

#### **2.1.4. Energía del mar**

Abarca el aprovechamiento de la energía presente en los mares y océanos, y según se trate de la energía de las olas o si proviene de las mareas, se denominan undimotriz o mareomotriz respectivamente. Es tan grande la magnitud de la cantidad de energía presente en estas fuentes que puede considerarse incalculable, pero desafortunadamente en hoy en día esta fuente de energía sólo se explota de forma minoritaria. Se trata de una tecnología poco desarrollada, debido principalmente a requerir de inversiones muy elevadas, y en gran medida también a los problemas y dificultades técnicas y de viabilidad relacionados con la salinidad del agua del mar.

La técnica que se lleva a cabo para la transformación de la energía mareomotriz consiste en dirigir el agua desplazada por efecto de la marea hacia una cuenca y, a su paso, emplearla para mover turbinas que permitan generar electricidad en una central. Las aguas, al retirarse, vuelven a generar energía eléctrica si se usa un generador de turbina reversible.

Para la obtención de energía eléctrica gracias a las olas se emplean centrales llamadas undimotrices. El sistema que lo hace posible se basa en la presión que la ola ejerce sobre una columna de aire sobre la que hay una turbina. El aire presionado por la cresta de la ola hace girar la hélice de la turbina. Cuando llega el valle de la ola se produce una depresión que hace girar la turbina en sentido contrario.

#### **2.1.5. Biomasa**

Se considera energía de biomasa la que procede de la biodegradación de los productos y residuos de origen biológico, ya sea vegetal o animal, o de residuos industriales y municipales y de los combustibles sólidos recuperados. Generalmente se clasifica en: biomasa natural, que es aquella que abarca bosques, cultivos o arbustos; o biomasa residual, que es la correspondiente a restos de pastos, serrín, abono natural, sobras de mataderos o residuos urbanos. Otra forma de clasificarla es como biomasa seca (madera de construcción, leña, restos forestales, residuos de industria maderera, etc) o biomasa húmeda (deshechos de fabricación de aceites, lodos de depuradoras, purines, etc).

La obtención de energía eléctrica empleando biomasa puede conseguirse de diversas formas:

- Centrales de biomasa para exclusivamente producir electricidad.
- Centrales de cogeneración de biomasa que producen tanto electricidad como calor.

- Centrales térmicas convencionales (de co-combustión), en las que la biomasa se emplea como sustituto parcial del combustible fósil.

Las instalaciones de explotación de este tipo de energía pueden ser de pequeño tamaño (chimeneas), de tamaño medio (digestores de residuos ganaderos en granjas) o de grandes dimensiones (centrales térmicas).

### **2.1.6. Energía eólica**

Se considera energía eólica aquella que se obtiene del viento. Se trata de uno de los recursos energéticos más antiguos aprovechados por el ser humano y es, en la actualidad, la energía con mayor grado de eficiencia y madurez de todas las renovables. Esta fuente energética ha sido explotada desde la antigüedad para, por ejemplo, hacer posible los desplazamientos en barcos impulsados por velas o hacer actuar la maquinaria de molinos para triturar cereales. A día de hoy, es empleada principalmente para la generación de electricidad mediante instalaciones de aerogeneradores conectados a grandes redes de transporte de energía eléctrica. Este Trabajo Fin de Grado trata aspectos relevantes de estos aerogeneradores, por lo que en los próximos apartados se profundiza en distintos aspectos sobre la energía eólica que se consideran de importancia

## **2.2. Energía eólica**

### **2.2.1. Introducción**

Las turbinas eólicas surgieron hace más de un siglo. Después de la invención del generador eléctrico en la década de 1830, los ingenieros comenzaron a tratar de aprovechar la energía eólica para producir electricidad. Se considera que la energía eólica moderna se desarrolló por primera vez en Dinamarca, donde se construyeron aerogeneradores de eje horizontal en 1891 y comenzaron a operar en 1897.

La abundancia de energía suministradas o contenida en el movimiento de las masas de aire en su circulación por las capas bajas de la atmósfera, implica un nivel de potencial energético relativamente elevado, concretamente en determinadas condiciones locales y temporales, de tal modo que se explica el esfuerzo por lograr su transformación en energía útil y su aprovechamiento en condiciones beneficiosas de eficiencia y rentabilidad, dado el desarrollo alcanzado por las tecnologías de conversión eólica.

Según la IRENA (6), la energía eólica es una de las tecnologías de energía renovable de más rápido crecimiento. Su uso está en aumento en todo el mundo, en parte porque los costos están cayendo. A nivel mundial, la capacidad de generación eólica instalada en tierra y mar se ha incrementado exponencialmente en las últimas décadas, pasando de 17 GW en el año 2000 a unos 514 GW en 2017 (ver Figura 1). China y Estados Unidos son los países con mayor capacidad de generación suponiendo el 35% y 17 % de la capacidad mundial respectivamente. En este ranking, España ocupa la quinta posición con 23.17 GW instalados, lo que supone el 4% a nivel mundial (ver Figura 2).

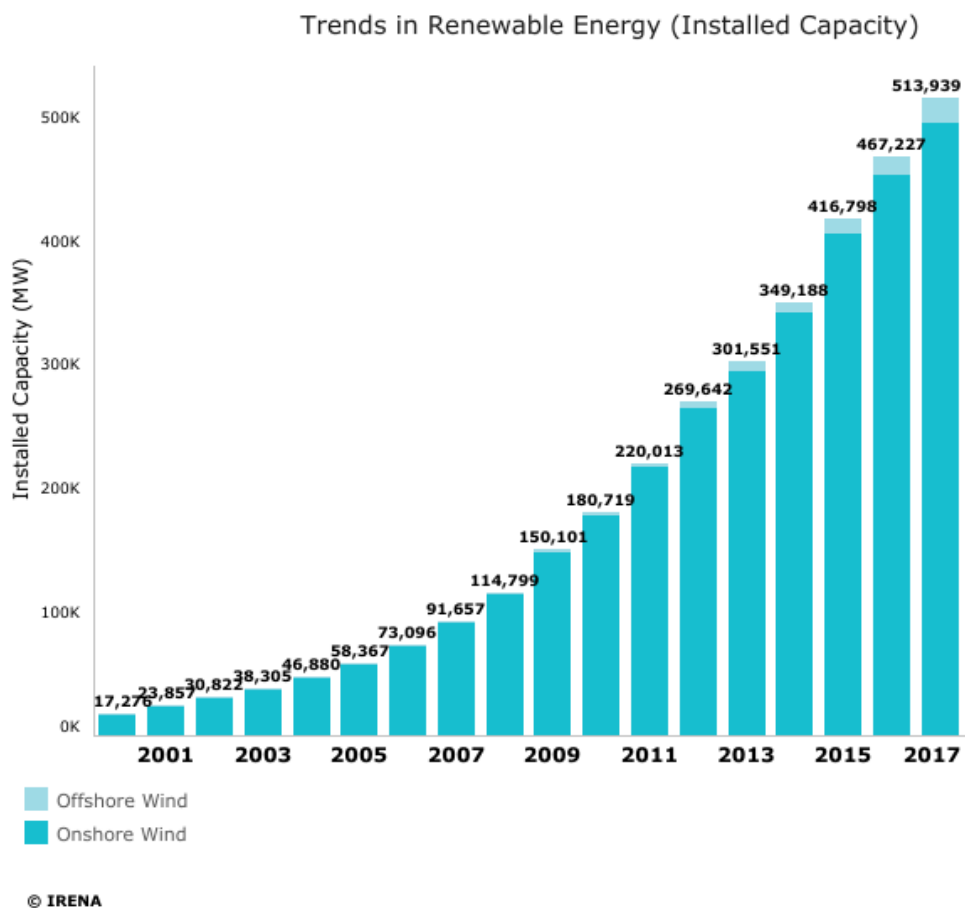


Figura 1 - Evolución mundial de la potencia eólica instalada

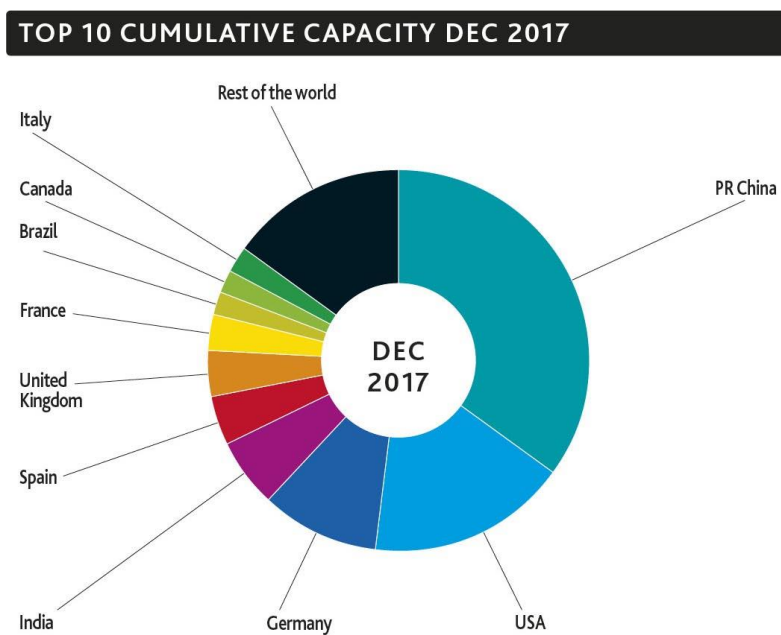


Figura 2 - Distribución global de potencia instalada (TOP10)

### 2.2.2. El aerogenerador y su funcionamiento

El viento, como se ha introducido anteriormente, es una de las fuentes de energía limpia, es sostenible puesto que nunca se agota, y la transformación de su energía cinética en energía eléctrica no produce emisiones de efecto invernadero. El funcionamiento del aerogenerador se puede simplificar como, la producción de electricidad aprovechando la energía natural del viento para conseguir que el eje de un generador de vueltas.

Estas máquinas son la evolución natural de los molinos de viento y actualmente son mecanismos de tecnología avanzada. La forma de operar de las antiguas turbinas eólicas, de manera semejante a los molinos tradicionales, se fundamentaba en el principio de la resistencia al arrastre que plantean las palas ante la acción del viento. Estos diseños, no aerodinámicos, suponían un rendimiento de conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica en el eje de la máquina muy pequeño, con valores en torno al 12%. Los aerogeneradores actuales se desarrollan bajo el principio de la fuerza de sustentación que se desarrolla en la pala debido a su diseño aerodinámico, de modo semejante al ala de un avión. Las mejoras en el diseño aerodinámico y estructural de las palas, ha hecho posible aumentar el rendimiento de conversión a valores cercanos al límite teórico, límite de Betz ( $\approx 59\%$ ). A través de la Figura 3 se muestra de forma sintetizada y visual cómo se transforma la energía eólica en electricidad. En los próximos apartados se puede encontrar información detallada sobre los diversos principios, componentes y factores que contribuyen al correcto funcionamiento del aerogenerador.

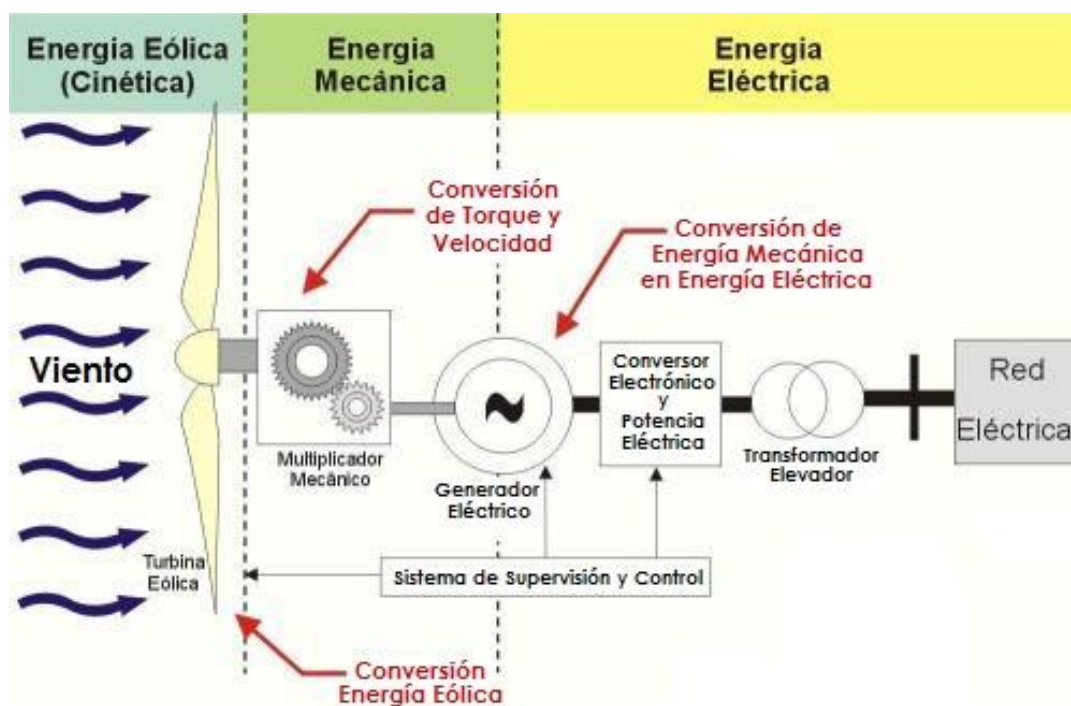


Figura 3 - Esquema simplificado del funcionamiento de una turbina eólica

### 2.2.3. Tipología de los aerogeneradores

Hay multitud de tipos de turbinas de eólicas capaces de generar electricidad, pero no todas ellas ofrecen el mismo rendimiento ni son válidas para cualquier propósito. En función del uso para el que han sido concebidas y la potencia que generan, las instalaciones eólicas se pueden clasificar en:

- Parques eólicos: Agrupaciones de aerogeneradores de gran tamaño y potencia formando plantas de generación.
- Minieólica: Instalaciones compuestas por un único aerogenerador, de menos de 100 KW, y que generalmente van están destinados a suministrar electricidad a en zonas aisladas o reducir el consumo eléctrico de la red en instalaciones de alto consumo eléctrico (fábricas, desalinizadoras, etc).
- Microeólica: Son aerogeneradores que se utilizan para uso personal, de entre 50 W y pocos KW, que deben ubicarse cerca del punto de consumo para minimizar pérdidas por transporte, aunque también pueden permitir almacenar la electricidad en baterías.

Además de la diferenciación que se acaba de describir, también se clasifican en primer lugar por la dirección del eje de giro y, después, por la geometría del rotor, quedando definidos de la siguiente forma:

- Aerogeneradores de eje vertical (ver Figura 5): Se les conoce por las siglas VAWT, del inglés Vertical Axis Wind Turbine. Entre sus ventajas más destacables se tiene que no necesitan un sistema de control de la orientación al ser dispositivos omnidireccionales y que, el generador, la caja de engranajes y demás componentes, son instalados a nivel de suelo, lo que hace que el mantenimiento resulte más fácil y disminuyan los costes de instalación. En cuanto a las desventajas que presentan frente a otro tipo de aerogeneradores: sus eficiencias inferiores, la necesidad de dispositivos de arranque exteriores en algunos modelos, y que la manipulación del rotor para tareas de mantenimiento hace necesario que toda la maquinaria del generador eólico sea desmontada.
  - Savonius: Se trata del modelo más simplificado de rotor. Se basa en semicilindros huecos descentrados colocando las mitades de tal forma que enfrentan la parte cóncava a la incidencia viento y el empuje que este genera, mostrando su zona convexa un nivel más bajo de resistencia a la rotación. Para optimizar este modelo, se suele dejar un hueco suficiente entre las caras semicilíndricas para minimizar que la aparición de altas presiones en el interior de la región antes descrita como cóncava. Es posible construirlos acumulando verticalmente varios conjuntos sobre un eje común de giro. No llegan a resultar rentables en la generación de electricidad a causa de la elevada resistencia que ofrece al aire. A cambio, unos precios bajos y una reducida dificultad de montaje les hace útiles para aplicaciones mecánicas.

- Darrieus: Fue concedida la patente a G.J.M. Darrieus en el año 1931 y se trata del modelo de aerogenerador con eje en dirección vertical que acumula mayor volumen de ventas y cuota comercial. Funciona gracias a un rotor colocado alrededor de un eje vertical, con palas finas curvadas y unidas al eje del generador por sus dos extremos. Las palas son diseñadas conservando la simetría entre ellas y se caracterizan por seguir el modelo de curva de Troposkien para la unión de las palas entre los extremos del rotor, aunque en algunos casos pueden usarse catenarias también. Supone una ventaja no ser necesario recurrir a formatos de palas complejos como ocurre en los aerogeneradores de eje horizontal, además, es posible alcanzar velocidades superiores que las del rotor Savonius, aunque sin llegar a las generadas por los modelos de eje horizontal. Una de sus mayores desventajas es que requiere de un sistema externo de realice el arranque.
- Giromil: Estos aerogeneradores también cuentan con la patente de G.J.M. Darrieus. Su diseño fundamentalmente son álabes verticales que se unen a un eje central mediante varillas horizontales a modo de brazos, en algunos caso sobresalen por los extremos de la pala o puede que incluso lo hagan por la parte media de la pala. Las aspas verticales modifican la dirección hacia la que están orientadas según el rotor va girando y así logra alcanzar aumentar la cantidad de energía que se extrae del viento.
- Aerogeneradores de eje horizontal (ver Figura 6 y Figura 7): También conocidos como HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine). A día de hoy la inmensa mayoría, y se prevé que en el futuro continúe siendo así, de los generadores eólicos que se conectan y suministran energía a red común son de tres palas de eje en el plano horizontal. Las turbinas eólicas con eje horizontal han demostrado ser más eficientes energéticamente y llegan a girar a velocidades superiores. Esto hace que necesiten una multiplicadora o “gearbox” con una relación menor de multiplicación que transfiera el movimiento de giro al generador. Además, en el caso de estos generadores, debido a que se construyen elevados en una torre, se logra aprovechar el aumento de la velocidad del viento con la altura con más éxito.
  - Tripala: Con gran diferencia, es el más fabricado actualmente. Está constituido por tres palas montadas con  $120^\circ$  entre sí. Si se emplea una cantidad superior de aspas aumentaría la masa y el precio de la máquina, lo que justifica que apenas se realizan modelos con más palas para instalaciones de generación de electricidad y futura venta en el mercado eléctrico, aunque sí en situaciones con necesidades mecánicas como el bombeo de agua.
  - Bipala: Supone un ahorro en masa y coste correspondiente a una de las palas en comparación con los generadores de tres palas, pero requieren de mayores revoluciones por minuto en el rotor para llegar a obtener la misma potencia energética. Además, para evitar que se desestabilice es

necesario realizar estudios de diseño más elaborados y complejos, incluyendo un rotor basculante además de amortiguadores que permitan evitar el riesgo de choque de las aspas contra la superficie de la torre.

- Monopala: Implican los mismos inconvenientes que los bipala, aunque en mayor medida, ya que requieren de un contrapeso situado en el lado opuesto de la pala, haciendo que el ahorro en material no resulte rentable.
- Orientados a barlovento: Son consideradas así las máquinas en las que el rotor se haya situado en la dirección de donde proviene el flujo del aire dominante, es decir, de cara al viento. Se logra sacar más provecho a la energía cinética del viento que en forma inversa o sotavento, pero requiere disponer de un dispositivo que oriente el rotor en la dirección del viento. Se trata de la opción preferida en la tendencia actual de diseño de generadores eólicos.
- Orientados a sotavento: Son los aerogeneradores que tienen el rotor orientado de forma que es el último componente por el que pasa el viento. Por esta razón, las estructuras de la torre y la góndola frenan el viento y se reduce la capacidad de extraer energía. La ventaja que ofrece esta disposición es que el viento se encarga de orientar con su propia fuerza a la góndola, lo que, en teoría, convierte en innecesarios los componentes de redireccionamiento automatizado, aunque en la práctica sí que se suelen instalar como dispositivo de seguridad. En este tipo de aerogeneradores, las palas y la nacelle se diseñan con requisitos de capacidad de flexión mayor que en los que están orientados a barlovento.

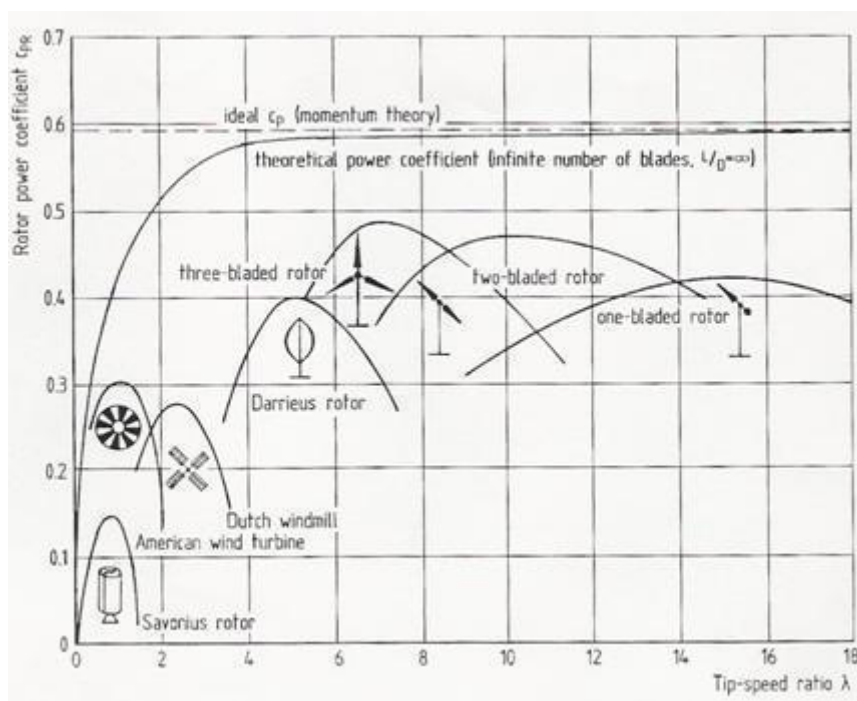


Figura 4 – Clasificación de aerogeneradores

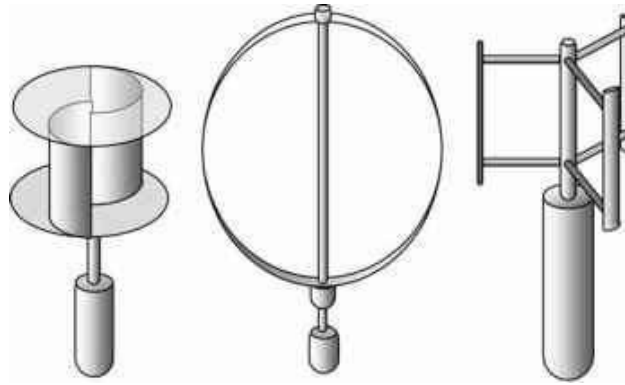


Figura 5 - Aerogeneradores de eje vertical (Savonius - Darrieus - Giromil)



Figura 6 - Aerogeneradores de eje horizontal (Monopala - Bipala - Tripala)

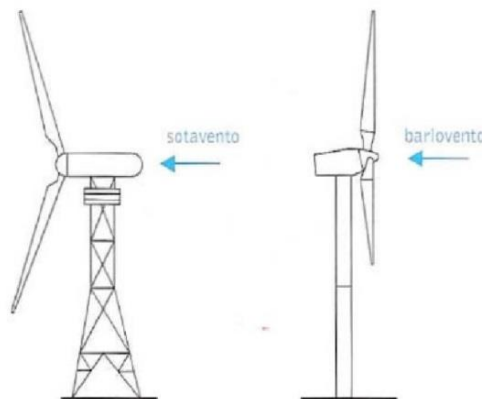


Figura 7 - Orientación de aerogeneradores de eje horizontal (Sotavento - Barlovento)

## 2.3. Aerogeneradores de eje horizontal

### 2.3.1. Introducción

Como ya se ha visto anteriormente, existen diversos tipos de aerogeneradores, pero los más empleados y eficientes son los tripala de eje horizontal. No son solo estas características las que definen un aerogenerador, sino que hay que profundizar más en los distintos componentes y propiedades que lo constituyen y lo hacen funcionar correctamente.



### 2.3.2. Componentes del aerogenerador

Un aerogenerador está formado por más de 8000 componentes, pero los más importantes y característicos se pueden ver en la Figura 8, que se va a emplear como punto de partida para detallar cada uno de estos elementos fundamentales.



Figura 8 - Componentes básicos de un HAWT

- **Rotor:** Se sitúa ligado al eje principal para permitir que la rotación se transmita, y está formado por 3 partes diferentes: nariz, buje y palas. Se encarga de la extracción de la energía cinética contenida en el viento para transformarla en energía mecánica. El área de paso del viento está determinada por el diámetro del rotor, lo que influye directamente en la potencia que se puede extraer de este, así que la tendencia es hacerlo lo más amplio posible (Figura 9).

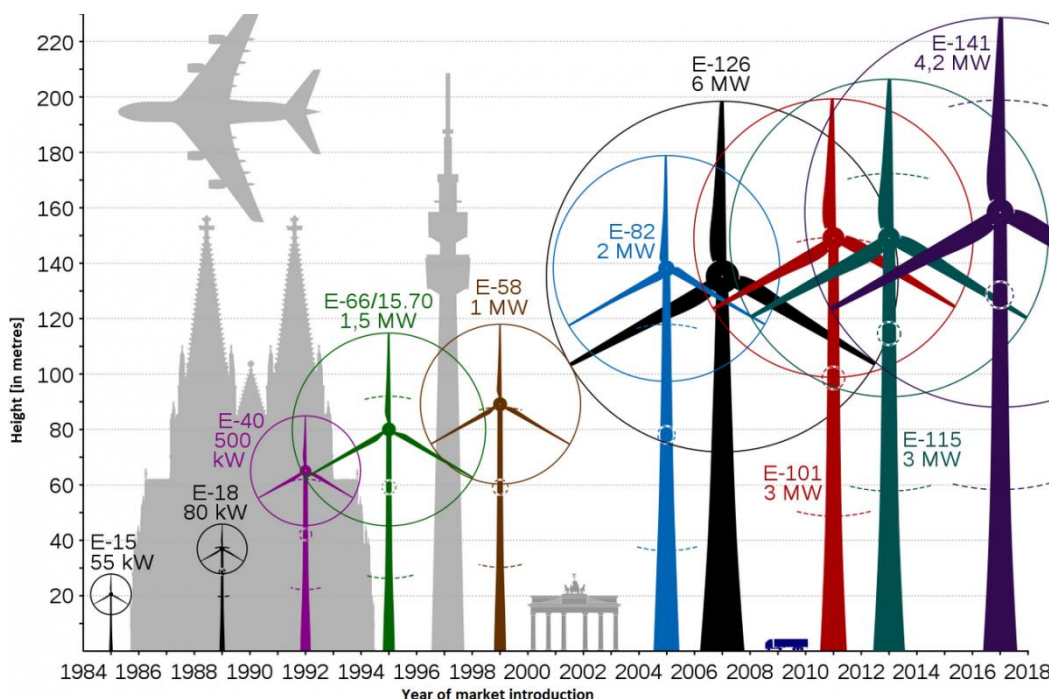


Figura 9 - Evolución del tamaño de los aerogeneradores

- Nariz: Se trata de una pieza aerodinámica que se coloca en el centro del rotor, enfrentada directamente al viento incidente, sobresaliendo de la región en la que se unen las palas y el buje. Su función es redirigir la corriente de aire de la parte frontal del rotor hacia las entradas de aire de refrigeración la góndola y también minimizar las turbulencias que se generan en la zona delantera del rotor, principalmente en el borde en entrada cercano a raíz de pala (Figura 10).



Figura 10 - Componentes - Nariz

- Buje o hub: Se trata del elemento que une el eje principal y las palas del rotor, y en consecuencia, el encargado de transmitir la energía cinética del viento a los mecanismos que se encuentran en el interior de la góndola. Se trata de una unión rígida con el eje en el caso de los aerogeneradores tripala (Figura 11).



Figura 11 - Componentes - Buje

- Palas: Son diseñadas tras el análisis estructural y aerodinámico de múltiples perfiles que sirven para generar el conjunto de la pala. Para su fabricación se emplean materiales que se caracterizan por suministrar elevada resistencia estructural y al desgaste por fatiga para garantizar un comportamiento adecuado durante la vida media de los aerogeneradores, que se supone entre los 20 y 30 años según el modelo y el fabricante. Se tienen en cuenta múltiples factores como inclemencias meteorológicas,

fuerte rachas vientos, o incluso, en los casos de aerogeneradores offshore, (marinos) a salinidad. Además, tienen que cumplir una serie de requisitos acústicos para evitar generar contaminación sonora. Su diseño aerodinámico debe ser tal que reduzca al mínimo las cargas transmitidas al resto los componentes y de la forma más óptima posible la energía del viento. Los materiales que se utilizan en su fabricación, para que cumplan todas estas demandas, son en su mayoría materiales compuestos de fibra de vidrio y epoxis o poliéster, fibra de carbono, etc (Figura 12).

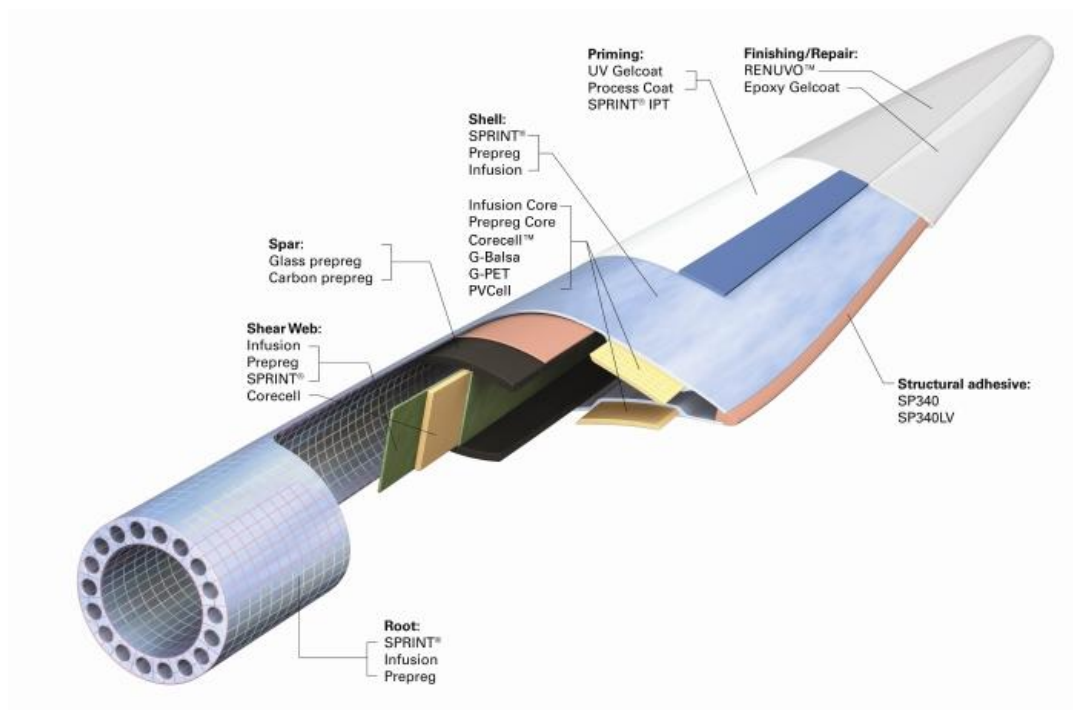


Figura 12 - Componentes - Pala

- Góndola o nacelle:** Consiste en un habitáculo que cumple la función de chasis principal del generador eólico, se encuentra situado en el extremo superior de la torre y dentro se encuentran localizados los componentes mecánicos y eléctricos empleados para transformar la rotación del eje en electricidad. Se haya unida al extremo superior de la torre mediante una corona dentada que permite la orientación del rotor en la dirección del viento. También está unida al buje y al eje primario, que es el encargado de transmitir la fuerza del viento a la multiplicadora y al generador sucesivamente. En la zona exterior de la góndola se instalan una serie de dispositivos, principalmente meteorológicos (anemómetro, veleta, etc.), que se conectan a sistemas de control y seguridad del generador eólico, junto con entradas y salidas de aire que cumplen la función de respiraderos para permitir la refrigeración del generador con aire exterior. Los materiales con los que se fabrica son acero forjado y placas de fibra de vidrio (ver Figura 13).

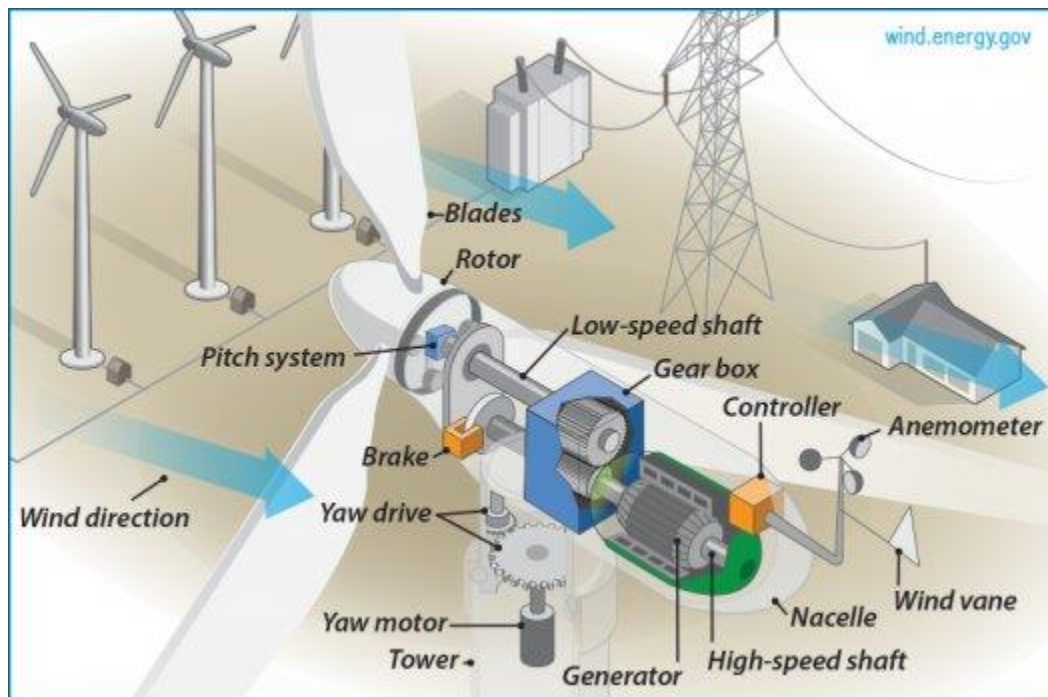


Figura 13 - Componentes - Góndola

- Sistemas de giro: Son sistemas que permiten controlar la orientación de un aerogenerador para intentar obtener la mayor cantidad posible de energía del viento. Como el generador eólico cuenta con equipos de medición instalados en la góndola, tales como anemómetros y veletas, los datos recogidos son gestionados por un ordenador que centraliza el control del mismo. Y siguiendo los algoritmos lógicos que se hayan programado en el código del controlador y decidirá si se debe reorientar la góndola haciendo uso de la corona dentada y el motor que la hace girar y que se ubica en la base de la góndola, en la unión de ésta con la torre (Yaw System). Cabe destacar que este control de la orientación del plano rotor no ejecuta acciones en función de medidas instantáneas a tiempo real, ya que originaría el movimiento errático e impreciso del sistema provocando una grave disminución de su eficiencia. En cambio, el algoritmo debe ser suficientemente desarrollado para, en base a los datos obtenidos, garantizar que de forma estable el viento ha cambiado de dirección y entonces actuar orientando la góndola.
- Multiplicadora: Está formada por un eje principal que gira a bajas revoluciones, un conjunto de elementos de transmisión y el eje secundario o eje de alta velocidad. La geometría del eje primario tubular, fabricado en acero macizo y de gran diámetro, está ligado de forma solidaria al rotor gracias al buje, y gira en torno a velocidades comprendidas de entre 7 y 15 revoluciones por minuto., dependiendo de las características del rotor y las condiciones de operación. En cambio, un generador eléctrico necesita moverse velocidades de giro en torno a 1500 r.p.m. aproximadamente, lo que hace que sea imprescindible

disponer de una caja con mecanismos de engranajes que aumente las revoluciones transmitidas al eje secundario.

- **Generador:** Su función es convertir la energía, que recibe de forma mecánica y que le transmite el rotor, en energía eléctrica. Estos elementos de transformación se diferencian en asíncronos (jaula de ardilla), asíncronos con rotor bobinado o síncronos (multipolo). Lo normal es usar generadores del tipo asíncrono de jaula de ardilla, que, incorporando una serie de baterías de condensadores se consigue incrementar su factor de potencia. Están conectados a la red, directa o indirectamente, dependiendo si la turbina trabaja en un rango pequeño de velocidades (síncrono) o en un rango amplio (asíncrono). En el caso de la conexión indirecta a la red, se logra sacar partido a los aumentos repentinos de la velocidad del aire, sin embargo, la energía que produce el generador es de frecuencia variable y eso implica la necesidad de instalar equipos que se encarguen de adaptar la corriente eléctrica para poder volcarla a la red. Si la conexión se realiza de manera directa, la velocidad de giro es limitada por la propia red, sin que se puedan aprovechar los picos de viento con mayor velocidad.
- **Sistemas de refrigeración:** La misión de estos elementos es disipar y extraer el calor del generador y el resto de los sistemas eléctricos, además de todas las piezas de mayor importancia que sufran exigencias que impliquen rozamiento, y que aunque estén correctamente lubricadas, la fricción y el calor generado podrían suponer deterioro, fallo y costosas averías. Los análisis de flujos térmicos y su gestión cada vez cobran más protagonismo por estar muy ligado a los límites de exigencia a los que se puede someter un aerogenerador.
- **Torre:** Es la estructura encargada de actuar como soporte del mecanismo generador de electricidad que se sitúa en altura. Al colocar los componentes alejados de la superficie del suelo se logra una mejor transformación de la energía que porta aire pues, a mayor distancia sobre el nivel del terreno, el viento tendrá propiedades más homogéneas de velocidad y turbulencia. Hay diversos modelos estructurales, desde estructuras de celosía a tubos tronco cónicos huecos de acero, que permiten alojar en su cuyo interior los equipos auxiliares y se tienen condiciones más seguras de acceso a la góndola mediante escaleras interiores (Figura 14).

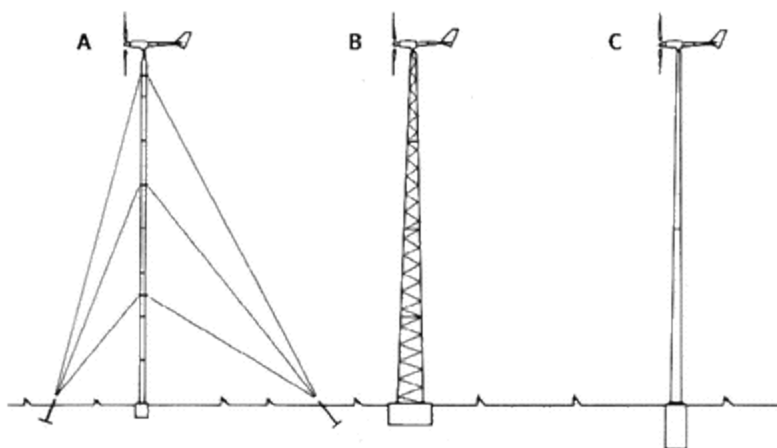


Figura 14 - Componentes - Torre

### 2.3.3. La torre y sus tipologías

Por tratarse de un elemento fundamental del análisis en el que se centra el presente estudio, se considera de importancia conocer en detalle más aspectos que los anteriormente descritos.

La torre es uno de los elementos primordiales de un HAWT, ya que soporta el rotor y la góndola, transfiere las cargas a la cimentación y llega a suponer en torno al 26% de los costes totales del aerogenerador.

Como es lógico, de los factores principales para el diseño de este componente, su altura es obviamente uno de ellos. A medida que se consigue elevar más el rotor y la góndola, la producción de energía crece siempre y cuando el perfil vertical de velocidades del viento en la ubicación del aerogenerador sea creciente (muy rara vez no es así). Desgraciadamente, aumentar la altura de la estructura conlleva incrementos en el coste del componente y un aumento de la dificultad del transporte e instalación del equipo. De modo que, la correcta elección de las dimensiones de la torre se establece empleando una solución de compromiso que balancee los inconvenientes y ventajas que supone aumentar este parámetro de diseño. Los principales materiales empleados para su fabricación son el hormigón o el acero, y en el caso de este último, la estructura puede ser desde tipo celosía hasta torres tubulares, con o sin tirantes.

El segundo parámetro de diseño importante de una torre es la rigidez, ya que debe ser capaz de resistir las cargas transmitidas por el eje y la góndola, y por a su vez, las cargas debidas al efecto del viento sobre el rotor y a lo largo de la torre. También se debe tener en cuenta que, el diseño de la estructura de la torre de un aerogenerador debe establecer su frecuencia natural de flexión consiguiendo que en ninguna de las posibles situaciones de operación del generador eólico se excite esta frecuencia propia. Determinar esta frecuencia es de suma importancia para la elección del material requerido, lo cual va directamente ligado al coste que supone su construcción.



Además de estos aspectos funcionales, la torre determina en gran parte el aspecto que tiene el aerogenerador desde el exterior. Por ello, a su aerodinámica y estética se les presta la debida atención.

Esto refleja que la estructura de la torre de un generador eólico constituye un elemento convencional si se considera únicamente de forma aislada, en cambio, para el correcto desarrollo de su diseño estructural es imprescindible disponer de los conocimientos acerca del funcionamiento del conjunto del sistema y su aplicación.

#### 2.3.4. Configuraciones de torre

- **Torre reticulada o de celosía:** Se construyen empleando perfiles de acero soldado. Se trata de una tipología que resulta favorable para las dimensiones del rotor de los generadores de potencia baja, esto supuso que fueran muy utilizadas en la década de los 80. La ventaja básica de las torres de celosías es su coste, pues requiere la mitad de material que las tubulares de acero de la con las mismas propiedades. Según se iban construyendo rotores de mayores diámetros, pasaron a caer en desuso, dando lugar a su vez a las torres tubulares de acero. Una de las desventajas que presenta es que tienen una elevada dificultad de acceso que complica las labores de mantenimiento. Otro de los motivos por los que no se utilizan en generadores de grandes dimensiones es por el impacto visual de los reticulados, que se intensifican al crecer las torres en tamaño y se hace muy notorio cuando se instalan conjuntos grandes conjuntos de turbinas, como se puede ver en la Figura 15.



Figura 15 - Torres de celosía - Contaminación visual

- **Torre con tirantes:** los aerogeneradores con rotor a sotavento hacen posible instalar torres más esbeltas, por lo que se emplean tirantes en aerogeneradores que son de poca potencia, para rigidizar las torres, consiguiendo como resultado una estructura más ligera y económica. Como peculiaridad, hacen posible abatir la torre para descender hasta el terreno el aerogenerador, y ejecutar las labores de mantenimiento necesarias. El montaje de torres atirantadas resulta sencillo y puede utilizarse tanto en suelos planos como irregulares, aunque resulta

preferible su uso en zonas sin desniveles. Cabe destacar que cuentan entre sus desventajas con el inconveniente de dejar inutilizable el espacio alrededor del poste, por lo que su localización preferible es en zonas aisladas no agrícolas. La Figura 16 muestra una de estas torres.



Figura 16 - Torre atirantada

- **Torre de hormigón:** se fabrican empleando hormigones prefabricados de alta resistencia que permiten llegar a lograr longitudes superiores a los 80 metros. Entre sus puntos fuertes cuenta con: la libertad de geometría, permite un mejor control de su frecuencia natural y respuesta dinámica, unas buenas propiedades amortiguadoras de ruido, una larga vida útil, y una reducida necesidad de realizar labores de mantenimiento frecuentes. Con respecto a las estructuras de metal equivalentes, al ser de peso más elevado son más estables, y en consecuencia necesitan desembolsar menos capital en cimentaciones. Hay que añadir que también contribuyen a reducir las sollicitaciones de fatiga en los componentes, suponiendo así mejores expectativas para la vida útil de estos elementos. Cuando la envergadura de las estructuras convierten en imposible el traslado de los tramos prefabricados, se recurre realizar el hormigonado “in situ”. Como esto se trata de un proceder más artesanal, cuenta con mayores incertidumbres de construcción y de tiempos de ejecución. La calidad de la torre depende en estos casos de la tecnología con la que se han realizado los encofrados y las condiciones meteorológicas influyen más que cuando se utilizan hormigones prefabricados. Como norma general, sólo se hormigona la parte inferior de la estructura. La desventaja fundamental que puede presentar el hormigón es la pérdida de propiedades, el debilitamiento y la disminución de rigidez debido a variaciones de temperatura. Por supuesto, estas cargas térmicas



deben incluirse en el cálculo estructural. Se puede ver un ejemplo de este tipo de torres y su montaje en la Figura 17.



Figura 17 - Torre de hormigón

- **Torre tubular de acero:** Son estructuras compuestas por segmentos de acero fabricados previamente, llamados virolas, que se unen por soldadura formando los distintos tramos de la torre. Estos tramos cuentan en sus extremos con bridas, anillos de acero huecos para pernos, que se emplean para unir “in situ” los tramos que conforman la torre. Las dimensiones en cuanto a diámetro, longitud y peso de los segmentos están limitadas por las restricciones que viene fijadas para la ejecución del transporte. Este tipo de torres son diseñadas con diámetro y espesor decreciente, mayor en la base y menor en las regiones superiores. Se hace así para lograr que la rigidez sea más elevada en zona de la base, se tenga más flexibilidad en las regiones superiores, y en consecuencia conseguir ahorrar material. Dentro de esta tipología de torre, algunas se caracterizan por tener todos sus tramos tronco cónicos y otras por combinar tramos cilíndricos y cónicos. Al disponer de sección tubular hueca, se hace posible el acceso a la nacelle desde el interior de la torre. En la Figura 18 se muestra de forma gráfica y sintetizada el proceso de que se emplea para fabricarlas, desde la llegada de las láminas de acero hasta que los tramos están listos para el transporte.

## Proceso de fabricación de la torre

Gamesa Eólica fabrica sus propias torres en dos centros de producción ubicados en Navarra y Zaragoza.

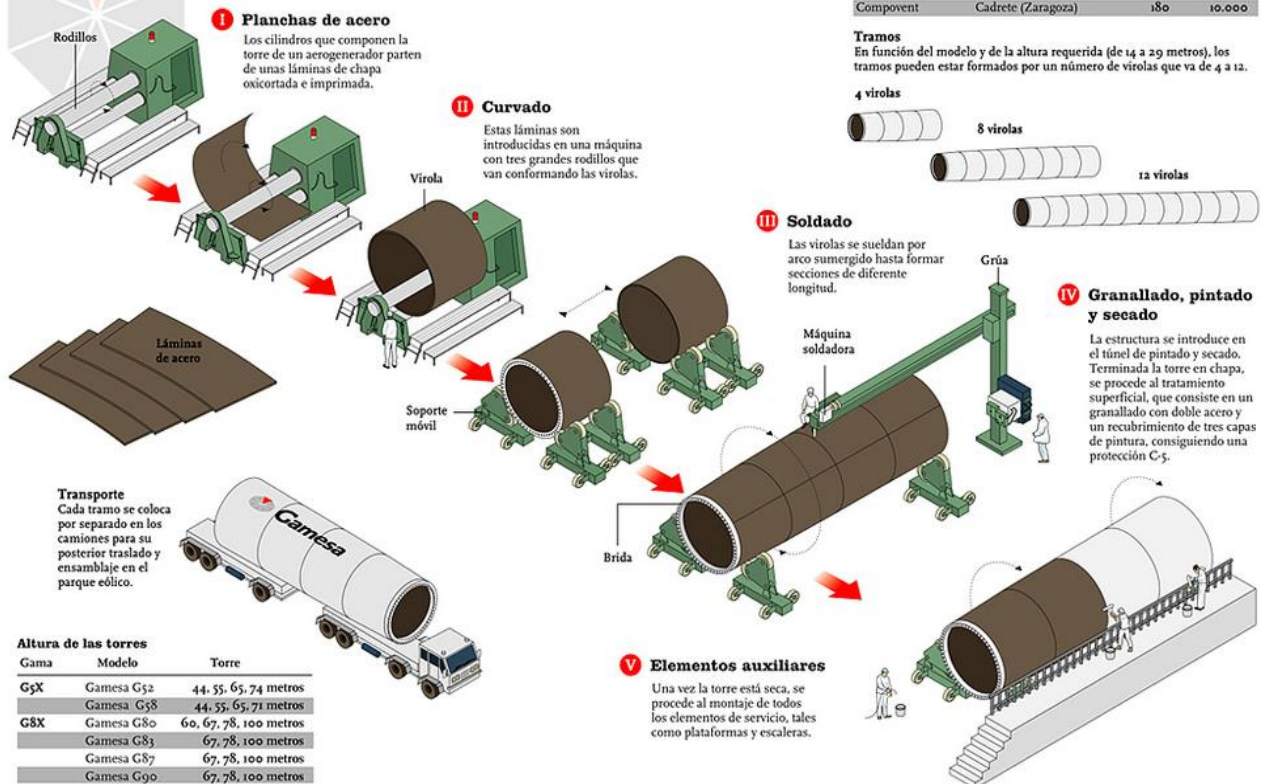


Figura 18 - Torre tubular de acero - Fabricación

- **Torres híbrida de acero y hormigón:** Se componen de un primer tramo inferior de hormigón al que se le acopla una estructura metálica. Con la combinación de estos materiales se consigue rigidez en la base de la torre y aumentar la flexibilidad en las regiones superiores. Generalmente se utilizan hormigones premodelados de alta resistencia y secciones tubulares de acero. Estas torres suponen un mayor coste de montaje y mayor inversión inicial. A cambio, permiten aumentar más la rigidez y evitar más fácilmente la resonancia con la frecuencia del viento. A modo de ejemplo, se puede ver la torre de la Figura 19.



Figura 19 - Torre híbrida

### 2.3.5. Accesibilidad

La viabilidad de los accesos tanto al rotor del aerogenerador como a los equipos que se encuentran en la nacelle es de vital importancia en los diseños actuales. En las turbinas eólicas pequeñas, con altura de torre menor de 15 metros, se emplean escaleras exteriores que permiten acceder a la maquinaria. Cuando la longitud de la torre es mayor, se utilizan escaleras colocadas en el interior con plataformas intermedias. En las turbinas de elevada potencia actuales con alturas mayores a 60 metros, se dispone, en algunos casos, de ascensor para llegar hasta la góndola. Obviamente, este ascensor, supone un coste adicional del aerogenerador, por lo que se suele emplear una solución intermedia que consiste en un cable elevador que se engancha al arnés del operario y le facilita el ascenso por la escalera.

Una vez en la góndola, dependiendo de su diseño y amplitud, se podrán realizar los trabajos de mantenimiento en el interior o será necesario, en las estructuras más compactas, descubrir la capota que la cubre para obtener más espacio.

Esta estructura no sólo cuenta con escaleras y plataformas para llegar hasta la góndola, en ella se distribuyen las canalizaciones con los diferentes recorridos de los cables eléctricos llegan hasta la base de la torre, donde cada vez es más común que se localice un transformador de eléctrico y las celdas de medida de tensión donde se realizan las conexiones exteriores, se colocan protecciones de seguridad y se conecta a la red.



Figura 20 - Escalera interior y góndola descubierta

### 2.3.6. Cimentación

A la cimentación le corresponde la misión de garantizar la estabilidad del conjunto la torre a lo largo de su vida útil, objetivo que se alcanza si se logra transferir al terreno adecuadamente las cargas que recibe. La carga vertical que recibe proviene prácticamente en su totalidad del peso de la propia torre, la nacelle y el rotor, aunque la carga más destacable que debe resistir es la causada por los esfuerzos provocados por la incidencia del viento. A causa de la elevada altura del aerogenerador, un incremento de la fuerza horizontal supone un aumento del momento flector en la cimentación. Normalmente, las cimentaciones están caracterizadas por ser poco profundas y con gran

superficie de contacto con el suelo aunque, si las propiedades y características del terreno son altamente perjudiciales, suele optarse por incorporar pilotes.

El cálculo y análisis de la cimentación, al igual que sucede con el diseño estructural de la torre, depende de las cargas provocadas por las diferentes condiciones de operación, por lo que la tecnología del aerogenerador juega un papel fundamental.

Generalmente, la cimentación dispone de una zapata de hormigón pretensado sobre la que se monta una virola que se unirá posteriormente a la brida inferior de la torre. Algunas estructuras de hormigón prefabricadas, o incluso torres tubulares de acero, se pueden integrar directamente en la estructura de hormigón. En la Figura 21 se muestran dos cimentaciones a modo de ejemplo.



Figura 21 – Cimentaciones

## 2.4. Requisitos en diseño estructural

### 2.4.1. Introducción

Al realizar el diseño estructural de la torre de un aerogenerador, deben seguirse ciertos criterios de resistencia y rigidez. El objetivo no es otro que garantizar que la estructura soporta los esfuerzos debidos a las exigencias de distinta naturaleza que se darán a lo largo de su vida útil.

### 2.4.2. Cargas que actúan en la torre

Para evaluar las cargas que sufre una torre, primero es necesario establecer las condiciones y eventos a los que va a estar sometida durante su vida útil. Estas circunstancias vienen determinadas por la norma IEC 61400-1 Ed.3 <sup>(2)</sup>, que define distintos tipos de vientos que afectan a diversos casos de carga. Los vientos se caracterizan de la siguiente manera:

- NWP: perfil de viento normal, con perfil de velocidad creciente con la altura, en función de la altura, la velocidad del viento a la altura del buje, la altura a la que se encuentre éste y del parámetro  $\alpha$ , que en condiciones de norma es 0.2.

$$V(z) = V_{buj e} \cdot \left(\frac{z}{z_{buj e}}\right)^{\alpha}$$

- NTM: modelo de turbulencia normal, tomando como valor representativo de la desviación estándar de la turbulencia,  $\sigma_1$ , con la intensidad de turbulencia correspondiente al percentil 90% de la distribución de turbulencias de cada velocidad a la altura del buje. Con  $b$ , 5.6 m/s para condiciones de clase de norma.

$$\sigma_1 = I_{ref} \cdot (0.75 \cdot V_{buj e} + b)$$

$$IT = \frac{\sigma_1}{V_{buj e}}$$

- EWM: modelo de viento con velocidad extrema, basado en la velocidad de referencia del emplazamiento. Se evalúan periodos de ocurrencias de 50 años y de un año, con vientos tanto estacionarios como turbulentos, usando las siguientes ecuaciones:

$$V_{e50} = 1.4 \cdot V_{ref} \cdot \left(\frac{z}{z_{buj e}}\right)^{0.11}$$

$$V_{e1} = 0.8 \cdot V_{e50}(z)$$

- EOG: ráfaga de viento extremo en estado de operación, cuya velocidad de ráfaga a la altura del buje se obtiene con el parámetro de escala de turbulencia,  $\Lambda_1$ , y el diámetro del rotor,  $D$ , como sigue:

$$V_{ráfaga} = \text{Min} \left\{ 1.35 \cdot (V_{e1} - V_{buj e}); 3.3 \cdot \left( \frac{\sigma_1}{1 + 0.1 \left( \frac{D}{\Lambda_1} \right)} \right) \right\}$$

- ETM: modelo de turbulencia extrema, basado en el NWP, pero con turbulencia extrema dependiente de la intensidad y la velocidad media de referencia del emplazamiento, con  $c = 2\text{m/s}$  según condiciones de norma.

$$\sigma_1 = c \cdot I_{ref} \cdot \left( 0.072 \cdot \left( \frac{V_{ave}}{c} + 3 \right) \cdot \left( \frac{V_{buj e}}{c} - 4 \right) + 10 \right)$$

- EDC: cambio extremo de dirección, ajustado para provocar las peores cargas transitorias.
- ECD: ráfaga extrema coherente con cambio de dirección, más suave y progresiva que la anterior.
- EWS: viento con cortadura extrema, tanto positiva como negativa y en los planos horizontal y vertical.

Tras esta introducción a los tipos de vientos, se pueden describir los diferentes casos de diseño de carga (DLC) que definen las cargas soportadas por el aerogenerador. La norma IEC 61400-1 Ed.3 establece que la vida de un aerogenerador puede ser representada por un conjunto de situaciones de diseño que cubren las condiciones más significativas que una turbina puede experimentar. Los casos de carga deben ser



determinados por una combinación de modos de operación u otras situaciones de diseño. Todos los casos de carga relevantes con una razonable probabilidad de ocurrencia se deben considerar, junto con el comportamiento del control y los sistemas de protección. Los casos de diseño empleados para verificar la integridad estructural de un aerogenerador tiene que ser calculado combinando:

- Condiciones normales de operación y condiciones externas apropiadas de tipo normal o extremo
- Situaciones de fallo bajo diseño y las condiciones extremas oportunas
- Situaciones de diseño correspondientes al transporte, instalación y mantenimiento en las condiciones externas apropiadas.

Para cada condición se deben considerar diversos casos de carga, que como mínimo deben ser los que se indican a continuación:

- Producción de potencia:
  - DLC1.1: con viento NTM, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. No presentan cargas significativas para la torre.
  - DLC1.2: con viento NTM, cargas de fatiga y factor de seguridad 1.0. Afecta con elevadas cargas de sentido positivo en  $M_x$  y  $M_y$ .
  - DLC1.3: con viento ETM, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. Afecta con elevadas cargas positivas en  $F_x$  y  $M_x$ , y negativas en  $F_z$  y  $M_z$ .
  - DLC1.4: con viento ECD, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. Afecta con elevadas cargas positivas en  $F_x$ ,  $M_y$  y  $M_z$ , y negativas en  $M_y$ .
  - DLC1.5: con viento EWS, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. No afecta en gran medida a la torre.
- Ocurrencia de fallo durante la producción de potencia:
  - DLC2.1: fallo del sistema de control o pérdida de red eléctrica, con viento NTM, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. Afecta con elevadas cargas positivas y negativas en  $M_x$ ,  $M_y$  y  $M_z$ .
  - DLC2.2: fallo de activación de sistemas de protección, con viento NTM, cargas extremas y factor de seguridad 1.1. Afecta con elevadas cargas positivas en  $F_x$  y  $F_z$
  - DLC2.3: fallo eléctrico interno o externo incluyendo pérdida de red eléctrica, con viento EOG, cargas extremas y factor de seguridad 1.1. Afecta con elevadas cargas negativass en  $F_x$  y  $M_x$
  - DLC2.4: fallo de control, protección o sistemas eléctricos, con viento NTM, cargas de fatiga y factor de seguridad 1.0. Afecta con elevadas cargas positivas en  $M_x$ ,  $M_y$  y  $M_z$ .
- Arranque:
  - DLC3.1: con viento NWP, cargas de fatiga y factor de seguridad 1.0. No afecta en gran medida a la torre.

- DLC3.2: con viento EOG, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. No afecta en gran medida a la torre.
- DLC3.3: con viento EDC, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. No afecta en gran medida a la torre.
- Parada controlada:
  - DLC4.1: con viento NWP, cargas de fatiga y factor de seguridad 1.0. No afecta en gran medida a la torre.
  - DLC4.2: con viento EOG, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. No afecta en gran medida a la torre.
- Parada de emergencia:
  - DLC5.1: con viento NTM, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. Afecta con elevadas cargas positivas en Mx, y negativas en Fz.
- Ralentí:
  - DLC6.1: con viento EWM y periodo de recurrencia de 50 años, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. No afecta en gran medida a la torre.
  - DLC6.2: con viento EWM y periodo de recurrencia de 50 años incluyendo pérdida de red eléctrica, cargas extremas y factor de seguridad 1.1. Afecta con elevadas cargas positivas y negativas en Fy.
  - DLC6.3: con viento EWM y periodo de recurrencia de 1 año, cargas incluyendo desalineamiento extremo del sistema de orientación de la nacelle, cargas extremas y factor de seguridad 1.35. Afecta con elevadas cargas positivas y negativas en Fy.
  - DLC6.4: con viento NTM, cargas de fatiga y factor de seguridad 1.0. No afecta en gran medida a la torre.
- Ocurrencia de fallo al ralentí:
  - DLC7.1: con viento EWM y periodo de recurrencia de 1 año, cargas de fatiga y factor de seguridad 1.1. No afecta en gran medida a la torre.
- Transporte, ensamblado, mantenimiento y reparación:
  - DLC8.1: con viento NTM y velocidad definida por el fabricante para mantenimiento, cargas extremas y factor de seguridad 1.5. No afecta en gran medida a la torre.
  - DLC8.2: con viento EWM y periodo de recurrencia de 1 año, cargas extremas y factor de seguridad 1.1. No afecta en gran medida a la torre.

De forma condensada, la torre debe resistir las cargas debidas a su propio peso, el peso de la góndola y el rotor, las cargas de viento, las ocasionadas por fallos de funcionamiento, las sísmicas de acuerdo a su ubicación, y las aerodinámicas provenientes del rotor. El sistema de fuerzas y momentos transmitidos a la torre tiene las siguientes componentes, que se ilustran en la Figura 22 y la Figura 23:

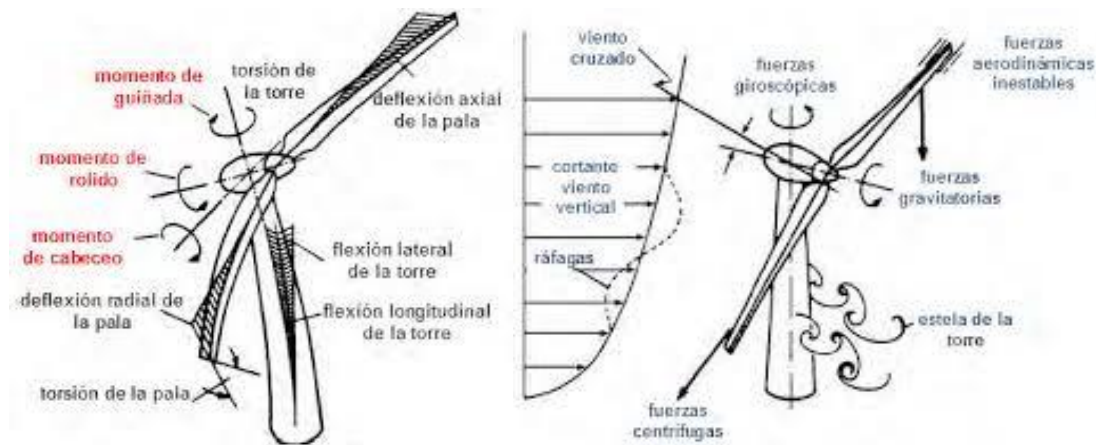


Figura 22 - Sistema de fuerzas y momentos transmitidos a la torre

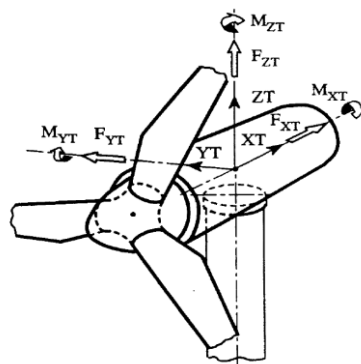


Figura 23 - Sistema de ejes coordenados locales en torre

Una vez definidos los estados de carga, se determinan los más desfavorables y, siguiendo los criterios de diseño, se dimensiona la torre para soportar las tensiones y deformaciones ocasionadas por los mismos.

### 2.4.3. Criterios de diseño

El diseño estructural de la torre se debe realizar con unos criterios que aseguren la estabilidad y resistencia de la torre frente a los casos de carga establecidos por la norma IEC 61400-1 Ed.3 <sup>(2)</sup>. A continuación se introducen dichos criterios:

- **Resistencia máxima:** Mediante un cálculo de las cargas estáticas ocasionadas por el peso propio de la torre y de todos los demás elementos que se encuentran en su parte superior, además de tener en cuenta el momento flector en la base de la torre a causa de las fuerzas aerodinámicas de empuje sobre el rotor, se logra determinar la máxima resistencia de la torre. Para evaluar la resistencia máxima de la torre, se debe calcular la tensión sufrida por la torre. Este valor estará determinado por el peso de la propia estructura y el momento flector debido al viento en la torre y el rotor. De este modo, la tensión máxima calculará en la base de la torre, ya que es donde la carga axial debida al peso de la estructura y



el momento flector debido a las cargas del viento en alcanzar sus respectivos máximos. De forma que se calculará la tensión en la base:

$$\sigma_{MAX} = \frac{N}{A} + \frac{M \cdot y}{I_{LN}} \text{ (MPa)}$$

Además, se debe tener en cuenta el factor de seguridad a aplicar, de modo que la condición que se tiene que cumplir es que:

$$\sigma_{MAX} \leq \frac{\text{límite elástico del material}}{\text{factor de seguridad}} = \frac{fy}{1.5} \text{ (MPa)}$$

- **Rigidez:** Es preciso que unos requisitos de rigidez eviten los desplazamientos ocasionados por las cargas. Esta rigidez es una valoración de la resistencia del material a sufrir deformaciones elásticas y su capacidad estructural para resistir esfuerzos sin llegar a suponer deformaciones significativas. En estos casos, el espesor de la estructura juega un papel importante, ya que aumenta su rigidez cuanto mayor es éste.

Las cargas laterales originadas por el viento, que tenderán a desplazar la torre provocando su deflexión. Este efecto puede generar el fallo al producirse interferencias entre las distintas partes de la torre.

La carga del viento en el rotor se tendrá en cuenta como una carga puntual en el extremo libre de la torre, y se calculará de la deformación de siguiente manera:

$$\delta_{rotor} = \frac{PL^3}{3EI} \text{ (m)}$$

En cuanto a la carga del viento a lo largo de la torre, se considera una carga distribuida no uniforme y también provocará un desplazamiento. Este cálculo resulta difícil, pero se puede simplificar sustituyendo la carga distribuida no uniforme por una carga puntual de valor equivalente situada en el centro de gravedad de la torre. Así, se deberá operar tal que:

$$\delta_{torre} = \frac{P \cdot a^2}{6EI} \cdot (3 \cdot (L - a)) \text{ (m)}$$

Sólo quedaría sumar ambos desplazamientos, que deberá ser menor al 1% de la longitud de la torre.

Además, en los estudios dinámicos es necesario incluir su comportamiento en el caso que se excite la frecuencia natural de flexión.

- **Resonancia:** Es un fenómeno que hace aumentar los desplazamientos ocasionados por las cargas, por lo que resulta de gran importancia realizar un estudio que obtenga la frecuencia natural de la estructura con el fin de evitar la coincidencia de ésta con alguna otra, como la del giro del rotor, y entre en resonancia. Los modos de vibración más relevantes son el primero y segundo de la flexión lateral de la torre. Como referencia, para este primer modo de vibración, para una torre de 50m de altura, la frecuencia natural puede variar en torno a 0.5 y 1 Hz.

El valor de la frecuencia natural de vibración de la torre para el primer modo, se calcula:

$$w_{torre} = \frac{3.516}{2 \cdot \pi \cdot L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}}$$

La frecuencia de giro del rotor no deberá coincidir con la de la torre, estableciéndose unos márgenes a evitar durante el funcionamiento del aerogenerador.

Otro modo de vibración a tener en cuenta es el correspondiente a la frecuencia de torsión de la torre, que en la mayoría de los casos suele ser del orden de 3 o 4 veces superior a la frecuencia natural de flexión.

- **Resistencia a fatiga:** No basta con realizar cálculos estáticos para determinar el comportamiento estructural de un aerogenerador, ya que está pensado para tener una vida útil de más de 20 años, razón por la cual es necesario evaluar el efecto de las cargas variables con el tiempo. Existen diferentes casos a considerar en el estudio de fatiga como pueden ser las cargas cíclicas de operación, la turbulencia, las variaciones acumuladas de la dirección del viento y la repercusión de los arranques y paradas, entre otros. Con ayuda de las curvas S-N y las pendientes de Wöhler de cada material y componente se pueden evaluar las consecuencias de los diversos ciclos de cargas a los que está sometido el aerogenerador a lo largo de su vida útil.
- **Pandeo o flexión lateral:** Resulta uno de los problemas más importantes en el diseño de torres, sobre todo las de alturas elevadas con rigideces reducidas. Para evitar la aparición de pandeo, es necesario aumentar la rigidez de la estructura con el objetivo de obtener la carga crítica de pandeo  $N_{cr}$ , que será la carga máxima que podrá soportar la torre. Este fenómeno, y las posibles soluciones que se pueden ofrecer para reducirlo, son el tema central del presente estudio y que se desarrolla en los siguientes capítulos.

Cabe aclarar que todos estos criterios requieren del análisis detallado y en profundidad, por lo que la intención de estas descripciones es aportar una visión global que permita tomar conciencia de lo que supone el análisis estructural completo de la torre de un aerogenerador.

#### 2.4.4. Inestabilidad elástica o pandeo

Existen diversos motivos por los que pueden fallar los elementos que forman parte de una estructura, en función de los materiales utilizados, tipología de cargas, ligaduras y apoyos. Gran parte de estos tipos de fallo se podrían evitar dimensionando dichos elementos de tal forma que las tensiones y deformaciones máximas que se generen permanezcan entre los límites admisibles.

Pero existen otros tipos de fallo, como es el caso del fenómeno de inestabilidad elástica o pandeo, que puede darse en elementos estructurales esbeltos sometidos a compresión. En semejantes casos, en el elemento puede originarse una flexión lateral que provoque la pérdida total de estabilidad y el consiguiente colapso de la estructura.

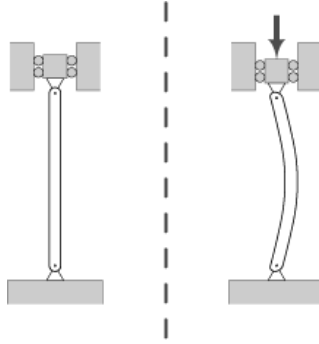


Figura 24 - Pandeo en barra a compresión

La aparición de deflexión por pandeo limita severamente la resistencia a compresión de cualquier tipo de figura esbelta. A partir de cierto valor de carga axial de compresión, denominada carga crítica de pandeo, puede producirse una situación de inestabilidad elástica y entonces fácilmente la deformación aumentará produciendo tensiones adicionales que superarán la tensión de rotura. La manera teórica de obtener dicha carga crítica  $N_{cr}$  la determinó Euler, y para una pieza (columna), recta, con sus extremos articulados y sometida a una carga de compresión centrada, de valor la carga crítica  $N_{cr}$ , se tendría <sup>(7)</sup>:

Considerando una pieza sometida a una fuerza  $N$  de compresión y que se encuentra en equilibrio, posición (1) de la Figura 25, la carga crítica  $N_{cr}$  será el valor de  $N$  que hace que se alcance el equilibrio indiferente (2), es decir, que la pieza mantenga la posición (2) al liberar la carga  $N$ .

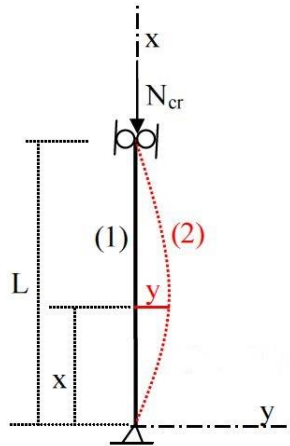


Figura 25 - Columna a compresión

La manera de obtener el valor de dicha carga crítica se describe a continuación:

Partiendo de la ecuación diferencial de la Elástica en la posición (2),

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = -\frac{M_z}{E \cdot I_z}$$

siendo:  $M_z = N_{cr} \cdot y$

$$E \cdot I_z \cdot \frac{d^2 y}{dx^2} = -M_z = N_{cr} \cdot y$$

$$\frac{d^2y}{dx^2} + \frac{N_{cr}}{E \cdot I_z} \cdot y = 0$$

$$\text{haciendo: } k_z^2 = \frac{N_{cr}}{E \cdot I_z} \quad (I)$$

$$\frac{d^2y}{dx^2} + k_z^2 \cdot y = 0$$

La solución general de esta ecuación diferencial es de la forma:

$$y = C_1 \cdot \text{sen} k_z \cdot x + C_2 \cdot \text{cos} k_z \cdot x$$

Para el cálculo de las constantes  $C_1$  y  $C_2$ :

$$x = 0 \rightarrow y = 0 \rightarrow C_2 = 0$$

$$x = L \rightarrow y = 0 \rightarrow C_1 \cdot \text{sen} k_z \cdot L = 0 \rightarrow C_1 = 0 \rightarrow y = 0 \quad \text{elástica rectilínea (1)}$$

$$\rightarrow \text{sen} k_z \cdot L = 0 \rightarrow k_z \cdot L = n \cdot \pi$$

siendo  $n = 1, 2, 3, \dots$

$$k_z = \frac{n \cdot \pi}{L} \rightarrow k_z^2 = \frac{n^2 \cdot \pi^2}{L^2} \quad (II)$$

Igualando las expresiones (I) y (II):

$$\frac{N_{cr}}{E \cdot I_z} = \frac{n^2 \cdot \pi^2}{L^2} \rightarrow N_{cr} = n^2 \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_z}{L^2}$$

El menor de estos valores se obtendrá para  $n = 1$  y será:

$$N_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_z}{L^2}$$

Si el desplazamiento lateral se produjese en el plano XZ, en vez del XY, la expresión de la carga crítica sería:

$$N_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_y}{L^2}$$

Por tanto, el pandeo se producirá en el plano que presente menor rigidez a la flexión, es decir, en el plano respecto del cual el módulo de rigidez a flexión sea mínimo:  $E \cdot I_{min}$

Así pues, la expresión de la carga crítica de Euler será:

$$N_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_{min}}{L^2} \quad (III)$$

Un procedimiento similar se puede seguir para obtener la carga crítica con otros tipos de apoyos. Con objeto de poder utilizar una sola fórmula que englobe diversos casos, se utilizará la siguiente, semejante a (III):

$$N_{cr} = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_{min}}{L_k^2}$$

siendo  $L_k = \beta \cdot L$  “longitud de pandeo”

Los valores de  $\beta$  y por consiguiente de  $L_k$  se pueden obtener de los distintos casos mostrados en la Figura 26:

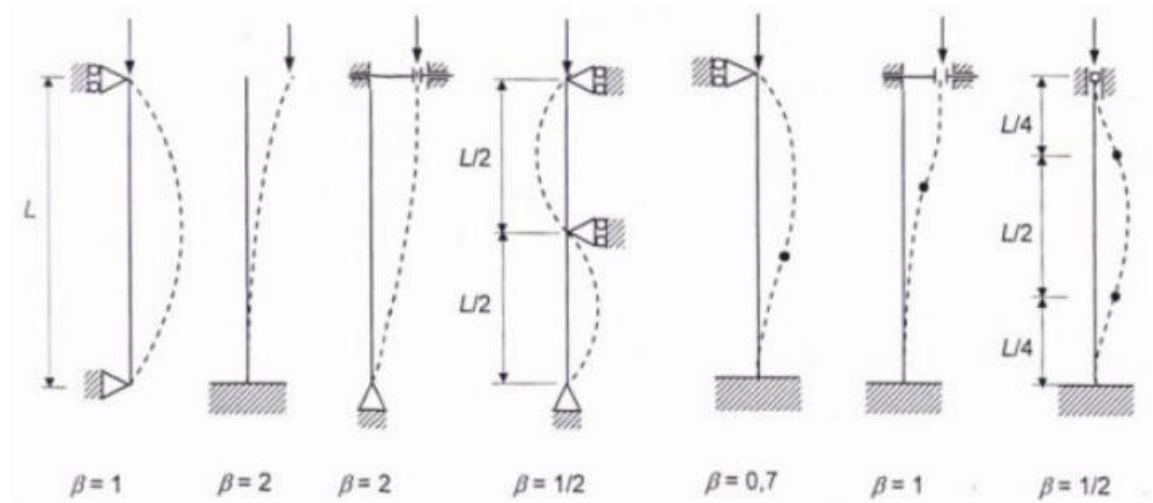


Figura 26 - Factores de pandeo según apoyos<sup>(8)</sup>

Anteriormente se ha introducido el término “longitud de pandeo”  $L_k$  que se define como: “la longitud que debería tener una barra, articulada en ambos extremos, equivalente a la dada (mismo material y sección), para que tuviese la misma carga crítica  $N_{cr}$  que la barra dada”

Existen diferentes modos de pandeo, por lo que frecuentemente hay que verificar varios de ellos y garantizar que las cargas están lejos de las cargas críticas asociadas a cada modo. Los más importantes son el primer y segundo modo, resultando del orden de 4 a 6 veces superiores que los modos 3º y 4º, que también deben ser tenidos en cuenta aunque en menor medida.

Adicionalmente, las diferentes normativas prevén una reducción de la resistencia de los elementos en función de su esbeltez mecánica. Cuanto más esbelta sea una pieza, mayor será la reducción de su resistencia al pandeo. Existen varias maneras, todas ellas esencialmente equivalentes, de tratar esta reducción de resistencia. Por ejemplo, el Eurocódigo o el Código Técnico de Edificación CTE DB-SE-A<sup>(3)</sup> definen la esbeltez mecánica reducida como:

$$\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{Af_y}{N_{cr}}}$$

Donde:

$\bar{\lambda}$ , es la esbeltez reducida

$A$ , es el área transversal efectiva para el elemento que pretender dimensionarse para resistir el pandeo.

$f_y$ , es la tensión mecánica máxima usada para caracterizar el comportamiento del material.

$N_{cr}$ , es la carga crítica de pandeo del elemento.

El factor de reducción de la resistencia por pandeo  $\chi$ , según el CTE se calcula como:

$$\begin{cases} \phi = 0.5[1 + \alpha(\bar{\lambda} - 0.2) + \bar{\lambda}^2] \\ \chi = \frac{1}{\phi + \sqrt{\phi^2 - \bar{\lambda}^2}} \end{cases}$$

Donde:

$\bar{\lambda} \geq 0.2$ , por lo que a efectos de cálculo no debe tomarse un valor inferior a este

$\alpha$ , es el coeficiente de imperfección que depende del tipo de sección transversal

Para ayudar a la toma de decisiones, el CTE incluye una tabla con las propiedades frente a pandeo de perfiles estructurales normalizados (ver Tabla 1) y unas curvas de pandeo que proporcionan el valor para el coeficiente de reducción por pandeo (ver Figura 27), en función de la curva de pandeo apropiada al caso y de la esbeltez reducida. Estas curvas están basadas en más de 1000 ensayos sobre varios tipos de piezas con diferentes valores de esbeltez (entre 55 y 160).

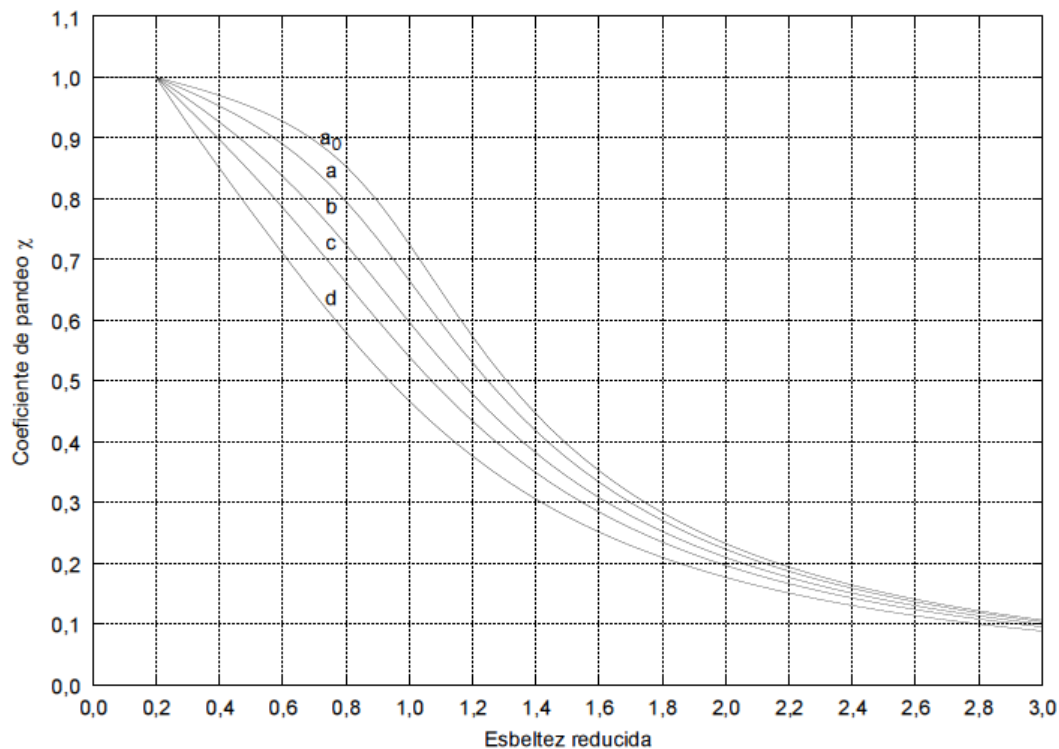


Figura 27 - Curvas de pandeo según CTE

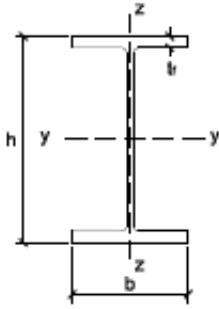
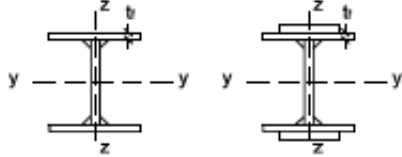


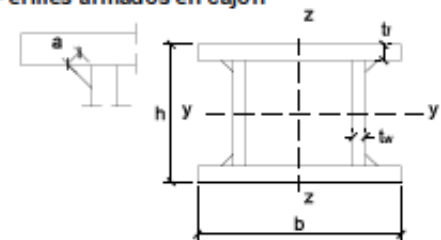
Tipo de sección	Tipo de acero		S235 a S355		S450	
	Eje de pandeo <sup>(1)</sup>		y	z	y	z
Perfiles laminados en I		$h/b > 1,2$	$t \leq 40 \text{ mm}$	a	b	$a_0$
			$40 \text{ mm} < t \leq 100 \text{ mm}$	b	c	a
		$h/b \leq 1,2$	$t \leq 100 \text{ mm}$	b	c	a
			$t > 100 \text{ mm}$	d	d	c
Perfiles armados en I			$t \leq 40 \text{ mm}$	b	c	b
			$t > 40 \text{ mm}$	c	d	c
Agrupación de perfiles laminados soldados						
				c	c	c
Tubos de chapa simples o agrupados						
		laminados en caliente		a	a	$a_0$
		conformados en frío		c	c	c
Perfiles armados en cajón <sup>(2)</sup>						
	soldadura gruesa: $a/t > 0,5$ $b/t < 30$ $h/t_w < 30$			c	c	c
	en otro caso			b	b	b

Tabla 1 - Pandeo de perfiles en función de la sección transversal

### 3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

#### 3.1.Introducción

Durante el trabajo desempeñado en Altran, en el Servicio de Cálculo de Cargas en Aerogeneradores, se ha ido detectando que determinados estudios en detalle en emplazamientos con condiciones ambientales poco favorables daban como resultado un elevado riesgo de pandeo de la torre del aerogenerador. Este peligro hace inviable realizar la instalación de ciertas máquinas en el parque eólico, lo que puede llegar a suponer una reducción del aprovechamiento de la energía disponible en el viento y, por tanto, pérdida de eficiencia y competitividad.

Como iniciativa independiente, y habiéndoselo comunicado a la empresa, se decide profundizar en el análisis estructural y el diseño de una torre que sufre riesgo de pandeo. Las expectativas con las que se realiza son ofrecer alternativas que reduzcan este tipo de fallo y que mejoren la versatilidad de los modelos disponibles.

#### 3.2.Especificaciones del aerogenerador

El aerogenerador que se analiza a lo largo de este estudio tiene 2 MW de potencia nominal, rotor de 97 m. de diámetro y torre de 78 m. de altura. El generador funciona a 50Hz de frecuencia y el eje del mismo puede alcanzar un máximo de 1687 rpm. El rotor está compuesto por tres palas, compuestas fundamentalmente por fibra de vidrio, que miden 47.5 m. desde la raíz a la punta y un hub de 2 m. de diámetro. Sobre la torre, al tratarse del elemento principal de este estudio, se tiene una descripción más detallada en el siguiente apartado. A continuación se muestra una tabla con las masas de cada componente:

Componente	Masa (Kg)
Góndola	72000
Buje	21300
Pala 1	8600
Pala 2	8600
Pala 3	8600
Torre	140226
Total	259326

Tabla 2 - Masas del aerogenerador completo

#### 3.3.Especificaciones de la torre

El modelo de torre que se pretende mejorar está diseñado en acero y Tiene un perfil cilíndrico en las primeras secciones de la base y tronco cónico en el resto de la estructura. Está compuesta por tres tramos con distinto número de virolas soldadas (ver Figura 28) que son unidos mediante bridas y pernos (ver Figura 29 y Figura 30) en el emplazamiento donde se va a realizar la instalación del aerogenerador. Estas uniones se



realizan en el interior de la torre, dejando así la pared exterior lisa y las uniones menos expuestas a la climatología. En la siguiente tabla se detalla la geometría de la torre y aparecen sombreadas las secciones con uniones mediante bridas, cuya geometría se detalla después:

<b>Altura sobre superf (m)</b>	<b>Radio exterior torre (m)</b>	<b>Espesor pared (m)</b>
0,000	2,090	0,040
0,520	2,090	0,040
0,635	2,084	0,028
1,635	2,083	0,025
4,615	2,085	0,030
7,595	2,082	0,023
10,575	2,081	0,022
13,555	2,081	0,021
16,535	2,080	0,019
19,515	2,080	0,019
19,685	2,080	0,019
22,416	2,031	0,017
25,147	1,984	0,017
27,878	1,936	0,017
30,609	1,889	0,017
33,340	1,841	0,018
36,071	1,794	0,018
38,802	1,746	0,018
41,533	1,699	0,018
44,264	1,651	0,018
46,995	1,604	0,018
47,165	1,604	0,018
50,015	1,559	0,018
52,865	1,515	0,018
55,715	1,471	0,018
58,565	1,426	0,017
61,415	1,382	0,017
64,265	1,337	0,017
67,115	1,293	0,016
69,965	1,248	0,016
72,815	1,204	0,017
75,665	1,161	0,018
76,505	1,166	0,029

Tabla 3 - Geometría de la torre original

<b>R ext brida (m)</b>	<b>Altura brida (m)</b>	<b>Ancho brida (m)</b>	<b>Nº Tornillos</b>	<b>Métrica</b>
2,056	0,115	0,270	166	M42
2,061	0,170	0,325	120	M48
1,586	0,170	0,325	98	M48
1,137	0,340	0,121	90	M30

Tabla 4 - Geometría bridas originales



Figura 28 - Operario soldando virolas



Figura 29 - Tramo de torre con brida



Figura 30 - Unión con brida y pernos

## 4. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

### 4.1.1. Modelado FEM de la estructura original

El método de elementos finitos (FEM) es una metodología que se emplea para resolver ecuaciones diferenciales cuya solución exacta es desconocida. Este método consigue encontrar una solución al transformar un solo problema de elevada complejidad (Figura 31) en múltiples problemas de complejidad reducida. La idea es subdividir el dominio físico potencialmente complejo en numerosos dominios de dificultad reducida (ver Figura 31). En elementos finitos, se calcula a nivel local (Figura 32) y se resuelve a nivel global. Tiene como base un problema físico que se pretende resolver, es decir, es el problema el que define y justifica la metodología FEM y no al revés. El dominio físico puede ser una estructura 3D sometida a un conjunto de cargas externas cuya solución exacta no exista o sea muy difícil de calcular. El método de elementos finitos simplifica la estructura desde el punto de vista geométrico y proporciona una solución aproximada desde el punto de vista matemático.

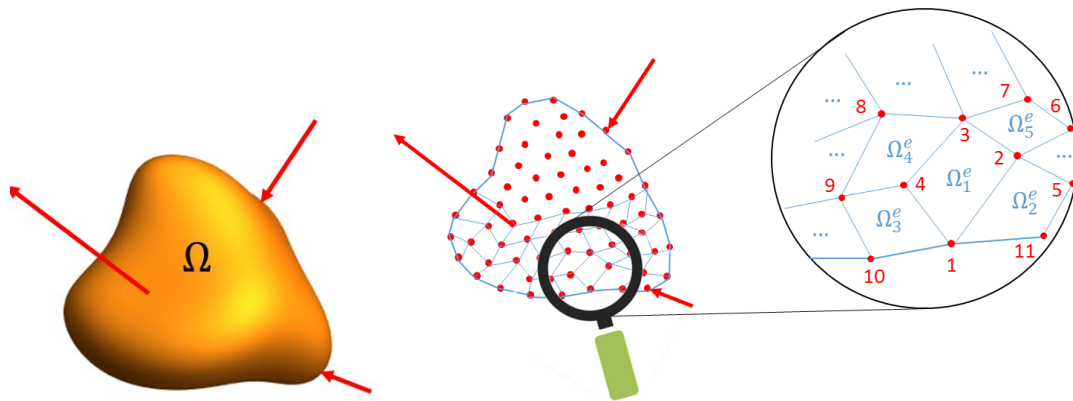


Figura 31 - FEM - Problema complejo y FEM - Problema subdividido

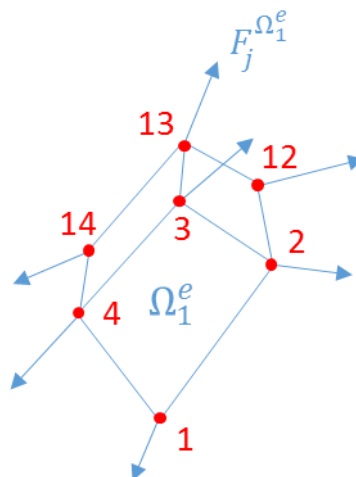


Figura 32 - FEM – Elemento finito

De forma genérica se puede mostrar como:

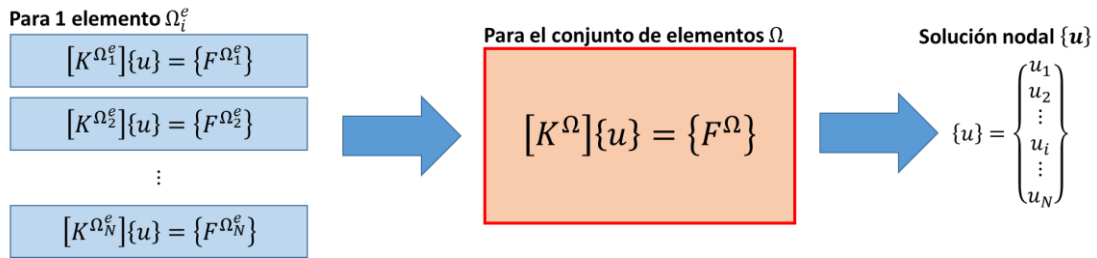
$$[K^{\Omega_1^e}]\{u\} = \{F^{\Omega_1^e}\}$$

Donde:

$[K^{\Omega_1^e}]$ , Matriz de coeficientes de influencia del elemento 1

$\{u\}$ , Vector con la solución  $u_i$  en cada nodo  $i$  de  $\Omega_1^e$

$\{F^{\Omega_1^e}\}$ , Vector con las condiciones de contorno en cada nodo  $i$  de  $\Omega_1^e$



Para estos problemas, que requieren de numerosos cálculos e iteraciones, se emplean diferentes softwares que, junto a la elevada capacidad computacional de los ordenadores, permiten resolverlos. Son múltiples los campos en los que se aplica, por ejemplo: estructuras, electromagnetismo, termodinámica o fluidos; al igual que permiten distintos tipos de análisis: estático, transitorio o modal.

Como ya se ha comentado anteriormente, el pandeo es un fenómeno de inestabilidad que adquiere especial importancia en perfiles esbeltos con pequeña rigidez a flexión en el plano perpendicular al de aplicación de la carga. En el presente estudio se quiere analizar el comportamiento de la torre de un aerogenerador ante esta inestabilidad.

En el caso concreto de la resolución mediante elementos finitos del problema de la inestabilidad por pandeo, el objetivo es calcular los puntos en que las matrices de flexibilidad o de rigidez de la torre se hacen singulares o discontinuas. Estos puntos son de gran importancia y se les denomina críticos por su relevancia para la estabilidad estructural. Físicamente representan la aparición de desplazamientos infinitos bajo un estado de carga constante dentro de un análisis lineal. Estos puntos pueden ser: puntos límite, puntos de bifurcación o puntos de retroceso. En el estudio que se presenta, son los puntos de bifurcación los que resultan de interés ya que a partir de estos se obtendrá la carga que provocará el pandeo de la estructura<sup>(8)</sup>.

Inicialmente, las primeras consideraciones a tener en cuenta son las simplificaciones que se pueden realizar sin que comprometan el resultado final. Por ello, y en función de los datos disponibles de la torre, se ha decidido incluir en el modelo solo la geometría tronco cónica de la torre y las bridas de la misma (Figura 33). Estos elementos de unión, las bridas de acero con pernos, se han simplificado como discos huecos unidos solidariamente a la superficie interior de la torre porque su masa resulta representativa y

contribuye al comportamiento de la torre. Todos estos elementos se han modelado con elementos tipo “shell”.

Es importante que los diferentes elementos que estén incluidos en el modelo tengan bien definidas las propiedades de sus materiales y las interacciones entre las distintas piezas, ya que esto afectará al cálculo de la matriz de rigidez del sistema.

Una vez definido el problema, inestabilidad elástica o pandeo, y la geometría que se desea analizar, se deben establecer las condiciones de contorno oportunas. En este caso, y como se explica en la página 24 y siguientes, la torre estará sometida a diversas cargas a lo largo de su vida útil debidas a las diferentes condiciones operación en las que se encuentre. Como el estudio objetivo es de pandeo y como se ha visto anteriormente en la explicación teórica de los cálculos para este fenómeno (páginas 30-36), el caso más semejante que se puede aplicar es el de una barra vertical empotrada en la base con una carga axial de compresión en el extremo opuesto. Trasladando este caso al modelo que se pretende simular, habría que aplicar una carga distribuida de compresión de valor unidad en el extremo superior de la torre (Figura 33), que más adelante, al multiplicarla por los valores propios de cada modo de pandeo se obtendrá la carga crítica. Igualmente, se debe establecer la restricción del empotramiento en la base, quedando así definidas las condiciones de contorno.

Otro aspecto que se debe conocer es el tipo de información que se desea obtener. En este caso, los datos que resultan de interés son los valores propios que corresponden a las cargas críticas de pandeo para los cinco primeros modos de inestabilidad elástica, o lo que es lo mismo, la carga de bifurcación crítica de estructuras rígidas en análisis de perturbación lineal

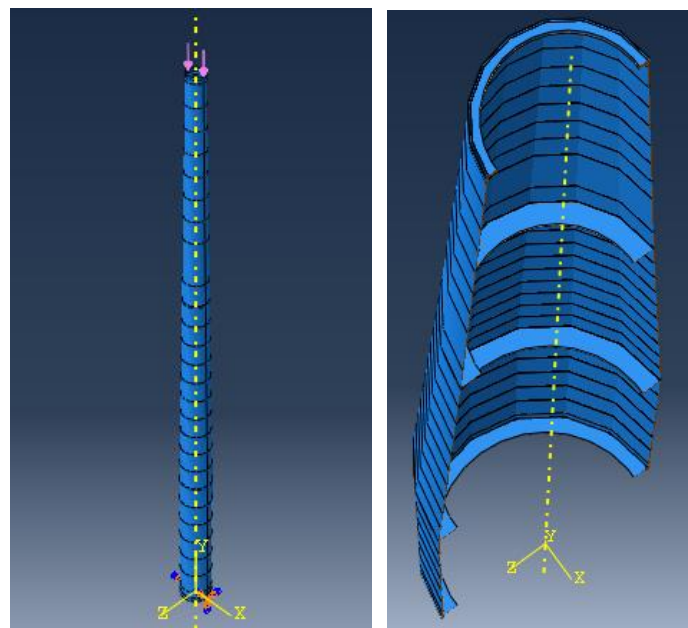


Figura 33 - Geometría de la torre y condiciones de contorno

Para continuar, es necesario determinar la discretización del modelo que define el problema, es decir, la división del modelo en una sucesión de elementos finitos. Como se ha visto al inicio de este apartado, estos elementos se caracterizan por estar unidos entre sí por unos puntos que se conocen como nodos y para los que se debe definir una posición. Este es un punto de gran importancia, debido a que el mallado empleado juega un papel determinante en la solución que se obtenga a través del método de elementos finitos. Entonces, resulta de gran importancia hacer un análisis que determine la sensibilidad de la malla para definir el correcto mallado que aporte una solución correcta. Es lógico considerar que cuanto más elevado sea el número de nodos y elementos utilizados para la discretización, mejor será la aproximación de la solución a la realidad. Lamentablemente, el número de elementos se ven condicionados por la capacidad de computación y el tiempo de cálculo, de forma que es de vital importancia llevar a cabo las comprobaciones pertinentes que garanticen que la malla está compuesta por el mínimo número de elementos que permitan calcular una solución con la precisión suficiente. El análisis de sensibilidad consiste en un proceso iterativo, por lo que se decide partir de un mallado de tamaño global aproximado, para posteriormente realizar este proceso. <sup>(10)</sup>

Tras aplicar el mallado correspondiente a todas las partes que integran la estructura sólo queda ejecutar el cálculo de la simulación para obtener unos valores preliminares del modelo.

En este estudio en concreto, se ha empleado el código comercial de elementos finitos Abaqus 6.14 <sup>(9)</sup>. En el Anexo A (Página 62) se detalla el proceso de este modelado en particular y más información sobre dicha herramienta de cálculo.

#### **4.1.2. Análisis de sensibilidad del mallado**

Como se ha indicado anteriormente, es necesario realizar iteraciones partiendo de un mallado inicial para evaluar qué valor proporciona el número mínimo de elementos que permitan obtener una solución suficientemente precisa. El análisis realizado para este modelo abarca desde un mallado de tamaño global aproximado 2 hasta 0.01 y los datos obtenidos se presentan en la Figura 10 y la Figura 35, junto a la Tabla 5. Como consecuencia de este análisis se decide que el mallado óptimo para continuar con el estudio es de 0.2, dado que el número de nodos y elementos no es excesivamente elevado, el tiempo de cálculo es adecuado a las necesidades y la aproximación de la solución es suficientemente realista.

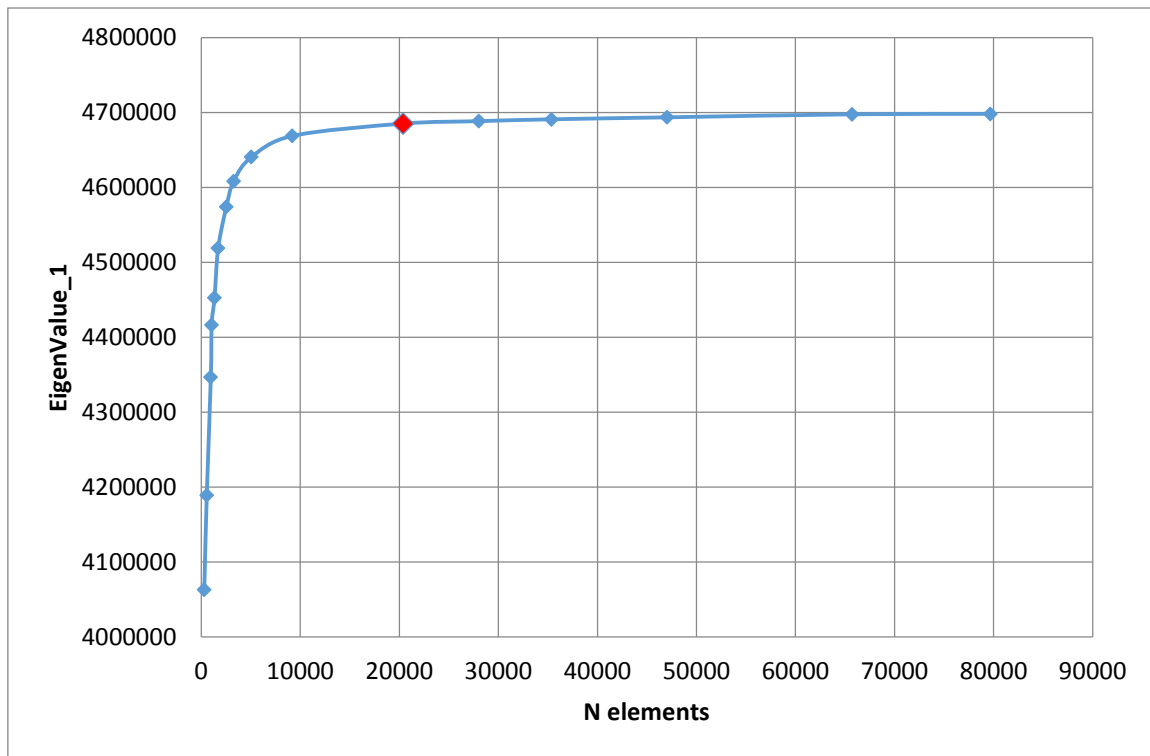


Figura 34 - Análisis de sensibilidad del mallado – EigenValue

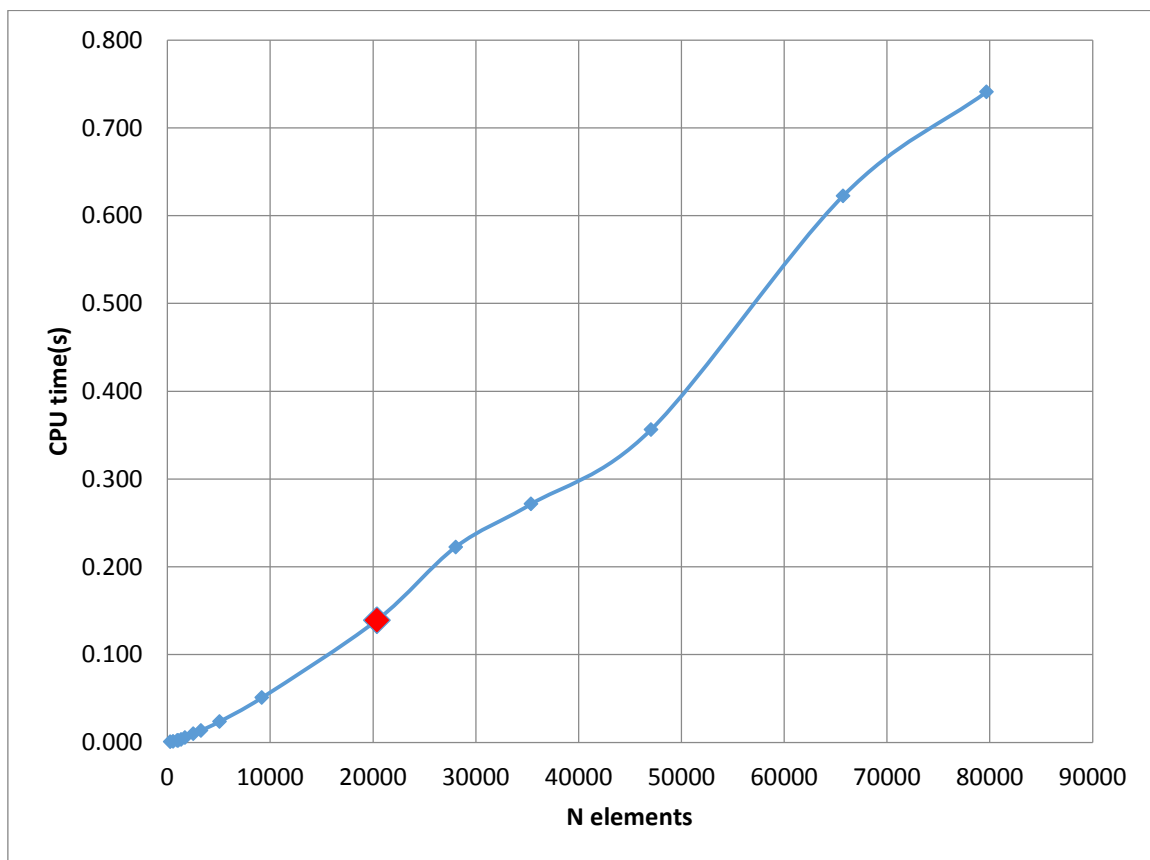


Figura 35 - Análisis de sensibilidad del mallado - Tiempo de CPU

Nombre	N nodes	N elements	EigenValue_1	CPU time (s)
EO_m20	344	304	4062980	0.600
EO_m15	599	556	4189220	1.100
EO_m10	1023	968	4346630	2.200
EO_m09	1114	1055	4416630	2.300
EO_m08	1406	1340	4452820	3.500
EO_m07	1787	1711	4519130	5.400
EO_m06	2630	2539	4574250	10.000
EO_m05	3385	3278	4608360	13.600
EO_m04	5206	5073	4640600	23.700
EO_m03	9386	9208	4668740	51.000
<b>EO_m02</b>	<b>20644</b>	<b>20376</b>	<b>4685080</b>	<b>139.200</b>
EO_m017	28364	28050	4688360	222.600
EO_m015	35741	35386	4690850	271.500
EO_m013	47461	47051	4693470	356.300
EO_m011	66221	65737	4697480	622.500
EO_m01	80230	79698	4698080	740.900

Tabla 5 - Análisis de sensibilidad del mallado

#### 4.1.3. Resultado de pandeo en torre original

Una vez se ha editado el modelo como se describe en los apartados anteriores, se procede a ejecutar la simulación con el mallado fijado tras el análisis de sensibilidad. Los resultados de carga crítica de pandeo para cada modo de dicha inestabilidad se desglosan en la Tabla 6.

Archivo	Estructura_original
Modo	Carga crítica (MN)
1	4,69
2	4,69
3	23,76
4	23,76
5	26,03
<b>Masa total (Kg)</b>	140226

Tabla 6 - Resultado pandeo torre original

La figura que se muestran a continuación, Figura 36, se corresponde con cada uno de los cinco modos simulados. Los dos primeros modos son los modos globales de pandeo que, como podemos observar, se da cada uno en un eje y son equivalentes. Estos son los modos más importantes, y es así porque se considera el efecto conjunto de los modos de pandeo locales, del tercer modo en adelante. Aunque no se alcance la carga crítica correspondiente a ningún pandeo local, la estructura global podría pandear a causa de las deformaciones surgidas en los modos locales. En estas imágenes se puede comprobar cómo el pandeo afecta más a la mitad superior de la torre.



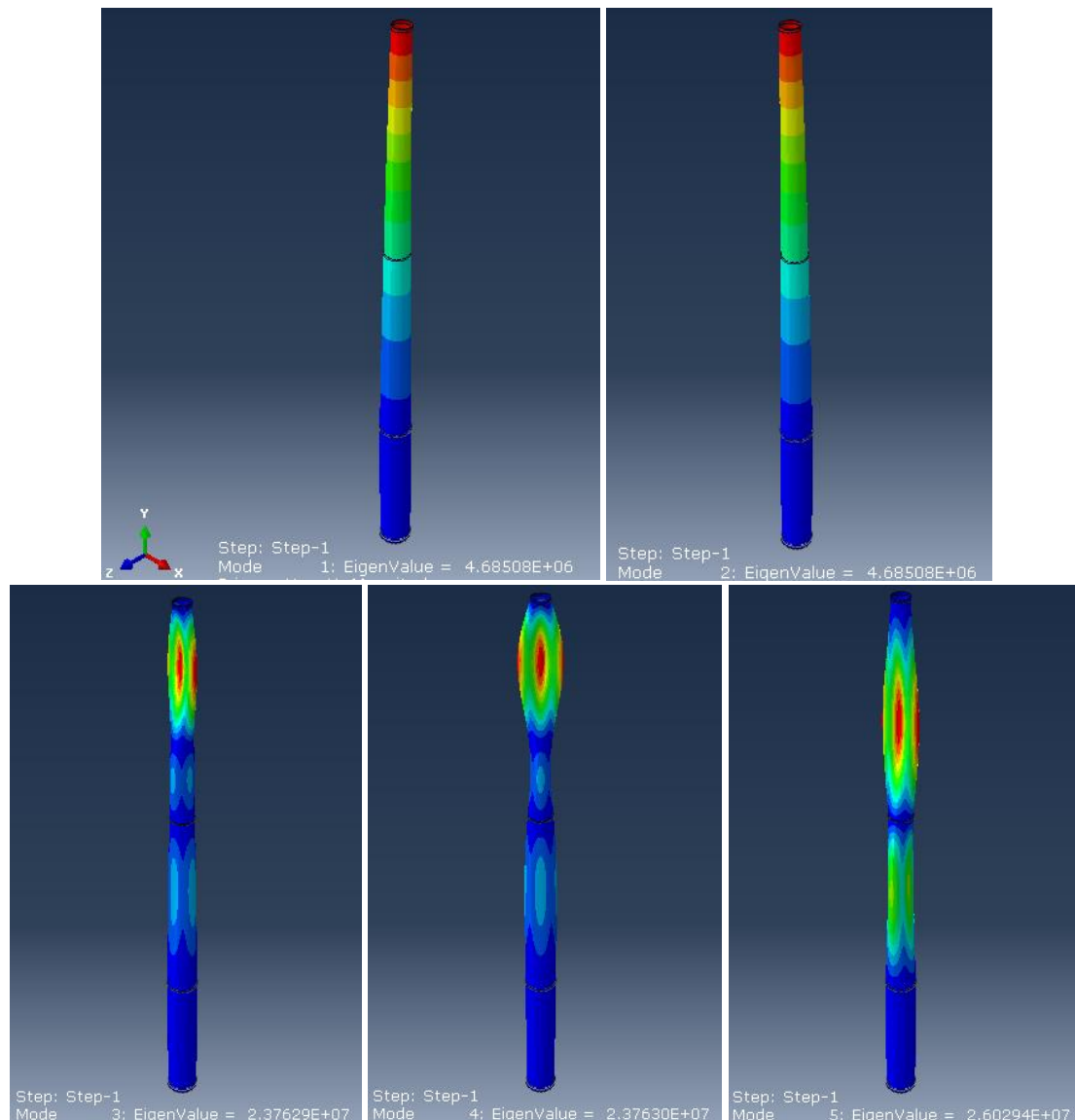


Figura 36 - Pandeo de estructura original

## 4.2. Estudio de posibles modificaciones en el diseño de la torre

### 4.2.1. Introducción

Tomando como base la modelización de la torre original se ha realizado un análisis de diversos cambios en la geometría de la torre con el objetivo de ofrecer mejoras en el diseño. Para una búsqueda de soluciones de forma eficiente, se plantean cuatro tipos de modificaciones posibles que se simulan por separado, manteniendo el resto de la estructura original y observando cómo afectan a la total de la torre y a la carga crítica para el primer modo de pandeo. Los tipos de modificaciones evaluadas son:

- Cambios en el espesor de las virolas
- Refuerzos con vigas normalizadas en I (IPE)
- Modificación del espesor de las bridas
- Integración de anillos rigidizadores

De esta forma se pretende obtener una primera aproximación de las consecuencias de los cambios efectuados y así poder considerar qué métodos son de mayor interés.

#### 4.2.2. Cambios en el espesor de las virolas

Dado que este modelo de torre está formado por virolas de 12 espesores distintos, se considera de interés conocer qué implica realizar modificaciones en éstos, ya que, desde el punto de vista estructural afecta al área transversal efectiva; y desde el punto de vista de fabricación y montaje, a la complejidad del proceso.

Para medir las consecuencias de estos cambios se han realizado tres simulaciones, una por cada virola modificada en cada tramo de la torre, y así evaluar el efecto conseguido según la región modificada. En la siguiente tabla se puede identificar fácilmente la nueva geometría de cada modelo.

Altura sobre superficie(m)	Radio exterior torre (m)	Espesor pared original (m)	Simulación Espesor de 22 a 21 (mm)	Simulación Espesor de 18 a 17 (mm)	Simulación Espesor de 17 a 16 (mm)
0,000	2,090	0,040	0,040	0,040	0,040
0,520	2,090	0,040	0,040	0,040	0,040
0,635	2,084	0,028	0,028	0,028	0,028
1,635	2,083	0,025	0,025	0,025	0,025
4,615	2,085	0,030	0,030	0,030	0,030
7,595	2,082	0,023	0,023	0,023	0,023
10,575	2,081	0,022	0,021	0,022	0,022
13,555	2,081	0,021	0,021	0,021	0,021
16,535	2,080	0,019	0,019	0,019	0,019
19,515	2,080	0,019	0,019	0,019	0,019
19,685	2,080	0,019	0,019	0,019	0,019
22,416	2,031	0,017	0,017	0,017	0,017
25,147	1,984	0,017	0,017	0,017	0,017
27,878	1,936	0,017	0,017	0,017	0,017
30,609	1,889	0,017	0,017	0,017	0,017
33,340	1,841	0,018	0,018	0,017	0,018
36,071	1,794	0,018	0,018	0,018	0,018
38,802	1,746	0,018	0,018	0,018	0,018
41,533	1,699	0,018	0,018	0,018	0,018
44,264	1,651	0,018	0,018	0,018	0,018
46,995	1,604	0,018	0,018	0,018	0,018
47,165	1,604	0,018	0,018	0,018	0,018
50,015	1,559	0,018	0,018	0,018	0,018
52,865	1,515	0,018	0,018	0,018	0,018
55,715	1,471	0,018	0,018	0,018	0,018
58,565	1,426	0,017	0,017	0,017	0,017
61,415	1,382	0,017	0,017	0,017	0,017

64,265	1,337	0,017	0,017	0,017	0,016
67,115	1,293	0,016	0,016	0,016	0,016
69,965	1,248	0,016	0,016	0,016	0,016
72,815	1,204	0,017	0,017	0,017	0,017
75,665	1,161	0,018	0,018	0,018	0,018
76,505	1,166	0,029	0,029	0,029	0,029

Tabla 7- Espesores modificados

#### 4.2.3. Refuerzos con vigas normalizadas en I (IPE)

Los perfiles estructurales normalizados son uno de los principales tipos de refuerzos empleados en el sector eólico. Sus propiedades mecánicas, junto con un reducido coste y elevada disponibilidad, hacen que deban ser incluidos entre los posibles métodos de mejora frente al pandeo.

El refuerzo elegido es un perfil de acero laminado en I, concretamente IPE80, de 12 metros de largo y cuyas propiedades han sido obtenidas en base al catálogo del fabricante ArcelorMittal<sup>(10)</sup>. Se ha modelado en Abaqus<sup>(9)</sup> generando el siguiente perfil empleando elementos tipo “wire” (ver Figura 37):

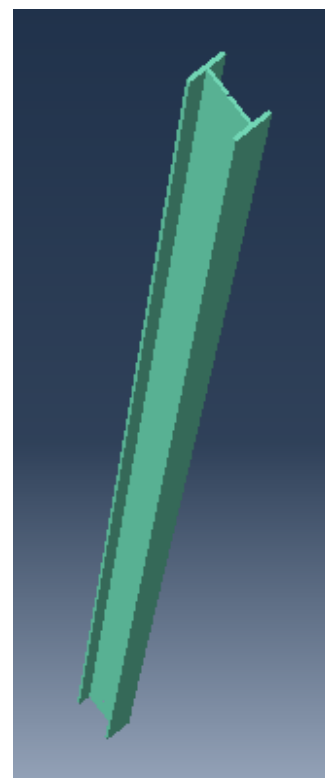
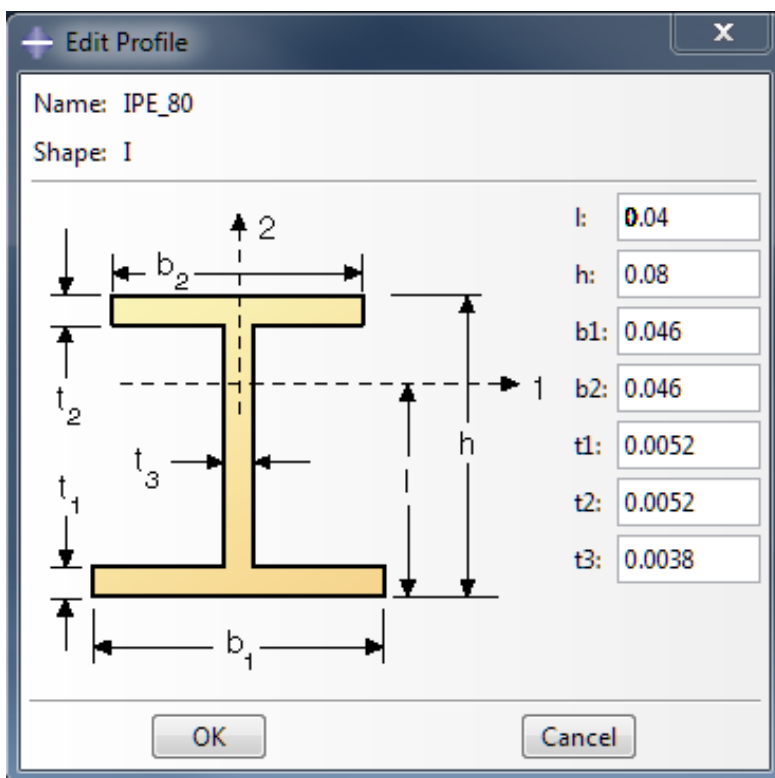


Figura 37 - Perfil IPE80

Al igual que en el apartado anterior, se van a analizar las consecuencias del cambio en la estructura aplicando el refuerzo en los tres tramos de la torre en cuatro simulaciones diferentes. En tres simulaciones, una de cada tramo, se colocan 4 vigas IPE80 ensambladas con una distribución radial cada 90° y unidas al interior de la torre (en la realidad, estos refuerzos se sueldan directamente a la superficie interior de la torre). En

el cuarto cálculo se disponen 8 perfiles IPE80 cada 45° en el tramo central para así poder comprobar la influencia de elevar el número de vigas. La razón por la cual se distribuyen cada 90° es que se aumente la resistencia al pandeo en las direcciones de los ejes X y Z, es decir, en los modos 1 y 2 de pandeo, los globales.

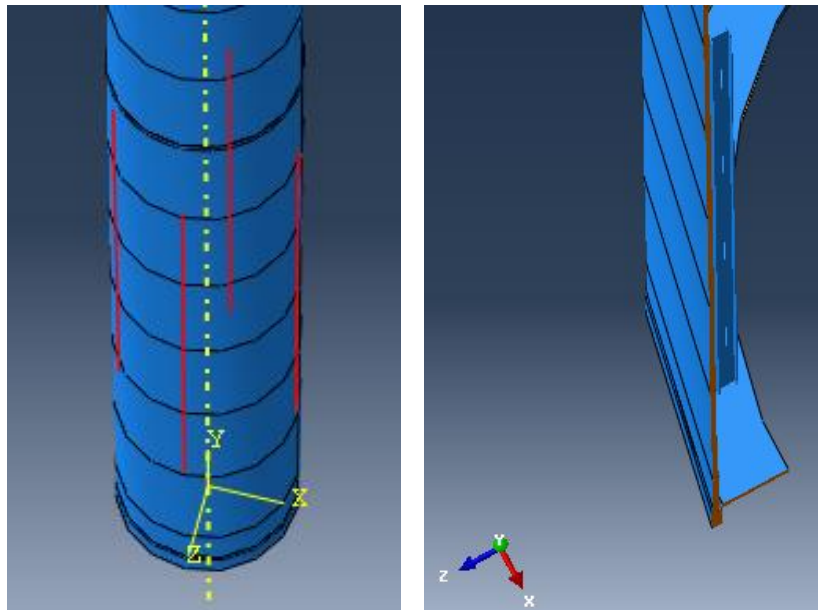


Figura 38 - 4 vigas IP80 ensambladas y unidas a torre

#### 4.2.4. Modificación del espesor de las bridas

Las bridas y los pernos conforman las uniones entre los diferentes tramos de la torre, por lo que es de vital importancia comprobar que las tensiones a las que van a ser sometidos se encuentran dentro de los rangos admisibles de las especificaciones técnicas. En el caso del modelo de torre con el que se está trabajando, se ha comprobado que los admisibles son muy superiores a las tensiones máximas a las que se solicitan las uniones, según los distintos casos de carga establecidos por la normativa IEC 61400-1 Ed.3. <sup>(2)</sup> Estos valores no se permiten mostrar por razones de confidencialidad, pero reflejan la posibilidad de modificar el ancho de las bridas sin que las tensiones que aparecen en la unión se vean afectadas.

Conocidos estos datos, surge la necesidad de comprobar las consecuencias que tendría una reducción del espesor de las bridas sobre la carga crítica de pandeo. Para ello se decide modificar el modelo como refleja la siguiente tabla y ejecutar las simulaciones.

<b>R ext brida (m)</b>	<b>Altura brida (m)</b>	<b>Ancho brida (m)</b>	<b>Brida1 reducida</b>	<b>Brida2 reducida</b>	<b>Brida3 reducida</b>
2,056	0,115	0,270	0,250	0,270	0,270
2,061	0,170	0,325	0,325	0,300	0,325
1,586	0,170	0,325	0,325	0,325	0,300
1,137	0,340	0,121	0,121	0,121	0,121

Tabla 8 - Bridas reducidas

#### 4.2.5. Integración de anillos rigidizadores

Eventualmente, para el refuerzo de torres de aerogenerador, también se emplean discos huecos de acero soldados a la superficie interior de la torre. Este método de mejora estructural resulta complejo de implementar porque el diámetro de la torre no es constante al ser ésta de geometría tronco cónica, lo que implica que la fabricación e instalación de estos refuerzos requiera una elevada precisión y supongan un alto coste.

Pese a las complicaciones descritas, resulta interesante conocer las mejoras que podría aportar este método al estudio del pandeo. De modo que se comprueba, mediante tres simulaciones, el efecto de un disco, de 2 cm. de altura y cuya diferencia entre el radio interior y el radio exterior es de 20 cm., que se suelda en el interior de la torre a tres alturas distintas, 10.575 m., 33.43 m. y 64.265 m.

#### 4.2.6. Comparativa de posibles modificaciones estructurales

Tras haber obtenido las distintas cargas y masas de cada una de las opciones de mejora descritas, se procede a compararlas con las de la estructura original. Para este fin, se definen:

$$\Delta EV_i = EV_i - EV_0$$

$$\Delta Masa_i = Masa_i - Masa \text{ torre original}$$

$$Ratio \ EVM_i = \Delta EV_i / \Delta Masa_i$$

Donde:

$i$ , es cada una de las posibles modificaciones estudiadas.

$EV$ , el valor propio para el primer modo de pandeo.

Resultando la comparativa que se muestra a continuación:

Archivo	EV	Masa (Kg)	$\Delta EV$	$\Delta Masa$	Ratio EVM
Estructura_original	4685080	140226	0	0	0,00
Espesor_0022_a_0021	4676050	139920	-9030	-306	29,51
Espesor_0018_a_0017	4671920	139975	-13160	-251	52,43
Espesor_0017_a_0016	4678140	140035	-6940	-191	36,34
4-IPE-80_bottom	4693480	140506	8400	280	30,00
4-IPE-80_middle	4699200	140506	14120	280	50,43
4-IPE-80_top	4690860	140506	5780	280	20,64
8-IPE-80_middle	4706150	140786	21070	560	37,63
Brida1_reducida	4684940	139992	-140	-234	0,60
Brida2_reducida	4684830	139794	-250	-432	0,58
Brida3_reducida	4684880	139894	-200	-332	0,60
Disco_10575	4688060	140632	2980	406	7,34
Disco_33340	4689490	140586	4410	360	12,25
Disco_64265	4687000	140486	1920	260	7,38

Tabla 9 - Comparativa de posibles modificaciones estructurales

Como se puede observar, algunas de las estrategias analizadas son más efectivas que otras según el objetivo que se tenga. Se puede deducir que:

- Las modificaciones de espesor de las virolas son las que obtienen mayor incremento de la carga crítica de pandeo por cada unidad de masa. La teoría lo justifica porque se reduce la esbeltez de la torre, y sobre todo, porque el momento de inercia está relacionado con el espesor con una tendencia polinómica de grado 4 al asemejarse al de un disco hueco.

$$I_x = I_z = \frac{\pi}{4} \cdot (R_{ext}^4 - R_{int}^4) \rightarrow I_x = I_z = \frac{\pi}{4} \cdot ((R_{int} + e)^4 - R_{int}^4)$$

$$I_x = I_z = \frac{\pi}{4} \cdot (e^4 + 4 \cdot e^3 \cdot R_{int} + 6 \cdot e^2 R_{int}^2 + 4 \cdot e \cdot R_{int}^3)$$

- Los refuerzos con 4 perfiles IPE80 consiguen aumentar la carga crítica con poco aporte de masa. Los 8 perfiles distribuidos a 45° son menos efectivos que usando solo 4. Tiene más sentido aplicar los refuerzos en los ejes de los modos globales de pandeo X y Z.
- Las reducciones en las bridas permiten reducir masa total acusando una leve disminución de la carga crítica de pandeo. Es de esperar porque los cambios en radios cercanos al eje Y contribuyen menos a aumentar el momento de inercia que los cambios a radios más distantes.
- Los discos rigidizadores apenas mejoran el rendimiento de la estructura frente al pandeo en comparación con el resto de cambios analizados. Esto se puede justificar con el mismo razonamiento que el punto anterior.

### 4.3. Diseño y análisis de modelos alternativos

#### 4.3.1. Introducción

En base a los resultados descritos anteriormente y gracias a las conclusiones obtenidas tras en el análisis de las simulaciones de cada posible modificación del modelo, se va a estudiar la optimización del modelo combinando estos cambios con dos objetivos fundamentales:

- Modelo Alternativo 1: mantener la masa total de la estructura original y lograr aumentar la carga crítica de pandeo.
- Modelo Alternativo 2: reducir la masa total de la estructura original sin que la carga crítica de pandeo disminuya.

Tras un proceso evolutivo de rediseño, incorporando modificaciones y evaluando si los resultados siguen la tendencia esperada, se obtienen los dos modelos descritos en los siguientes apartados.

### 4.3.2. Modelo Alternativo 1

Este diseño se concibe a partir de la meta de obtener un modelo que permita aumentar la resistencia al fallo por pandeo sin que esto suponga un incremento de la masa total de la torre del aerogenerador. Partiendo de la geometría inicial de la torre original se comienza homogeneizando, de forma progresiva, los espesores de los tramos medio e inferior de la torre. Como ya se explicó anteriormente, las bridas están sobredimensionadas en el modelo original, por lo que se les aplica una ligera reducción que ayuda a bajar la masa total. A continuación, se aplican refuerzos soldados de perfiles IPE80, formando cuatro grupos de cuatro vigas, distribuidos a lo largo del interior de la torre de forma que queda un grupo en el tramo bajo, dos conjuntos de vigas en el tramo medio y un último grupo en el tramo superior.

La geometría de la torre, la masa total y los valores propios de pandeo resultantes se pueden ver en las siguientes tablas y figuras (Tabla 10, Tabla 11 y la Figura 39):

Altura sobre superficie (m)	Radio exterior torre (m)	Espesor original (m)	Espesor rediseño (m)	Radio exterior brida (m)	Altura brida (m)	Ancho brida original (m)	Ancho brida reducida (m)	Refuerzo IPE80
0,000	2,090	0,040	0,040					
0,520	2,090	0,040	0,040					
0,635	2,084	0,028	0,028	2,056	0,115	0,270	0,250	
1,635	2,083	0,025	0,025					
4,615	2,085	0,030	0,021					4 vigas IPE_80
7,595	2,082	0,023	0,021					
10,575	2,081	0,022	0,021					
13,555	2,081	0,021	0,021					
16,535	2,080	0,019	0,021					
19,515	2,080	0,019	0,021					
19,685	2,080	0,019	0,019	2,061	0,170	0,325	0,300	
22,416	2,031	0,017	0,018					4 vigas IPE_80
25,147	1,984	0,017	0,018					
27,878	1,936	0,017	0,018					
30,609	1,889	0,017	0,018					
33,340	1,841	0,018	0,018					
36,071	1,794	0,018	0,018					4 vigas IPE_80
38,802	1,746	0,018	0,018					
41,533	1,699	0,018	0,018					
44,264	1,651	0,018	0,018					
46,995	1,604	0,018	0,018					
47,165	1,604	0,018	0,018	1,586	0,170	0,325	0,300	
50,015	1,559	0,018	0,018					4 vigas IPE_80
52,865	1,515	0,018	0,018					
55,715	1,471	0,018	0,018					
58,565	1,426	0,017	0,018					

61,415	1,382	0,017	0,018					
64,265	1,337	0,017	0,018					
67,115	1,293	0,016	0,018					
69,965	1,248	0,016	0,017					
72,815	1,204	0,017	0,017					
75,665	1,161	0,018	0,018					
76,505	1,166	0,029	0,029	1,137	0,340	0,121	0,121	

Tabla 10 - Modelo Alternativo 1 - Cambios estructurales

Archivo	Modelo_Alternativo_1
Masa total (Kg)	140140
Modo	Carga crítica (KN)
1	4,77E+03
2	4,77E+03
3	2,52E+04
4	2,53E+04
5	2,89E+04

Tabla 11 - Modelo Alternativo 1 - Resultados

A continuación se muestran las imágenes de los cinco modos de pandeo:

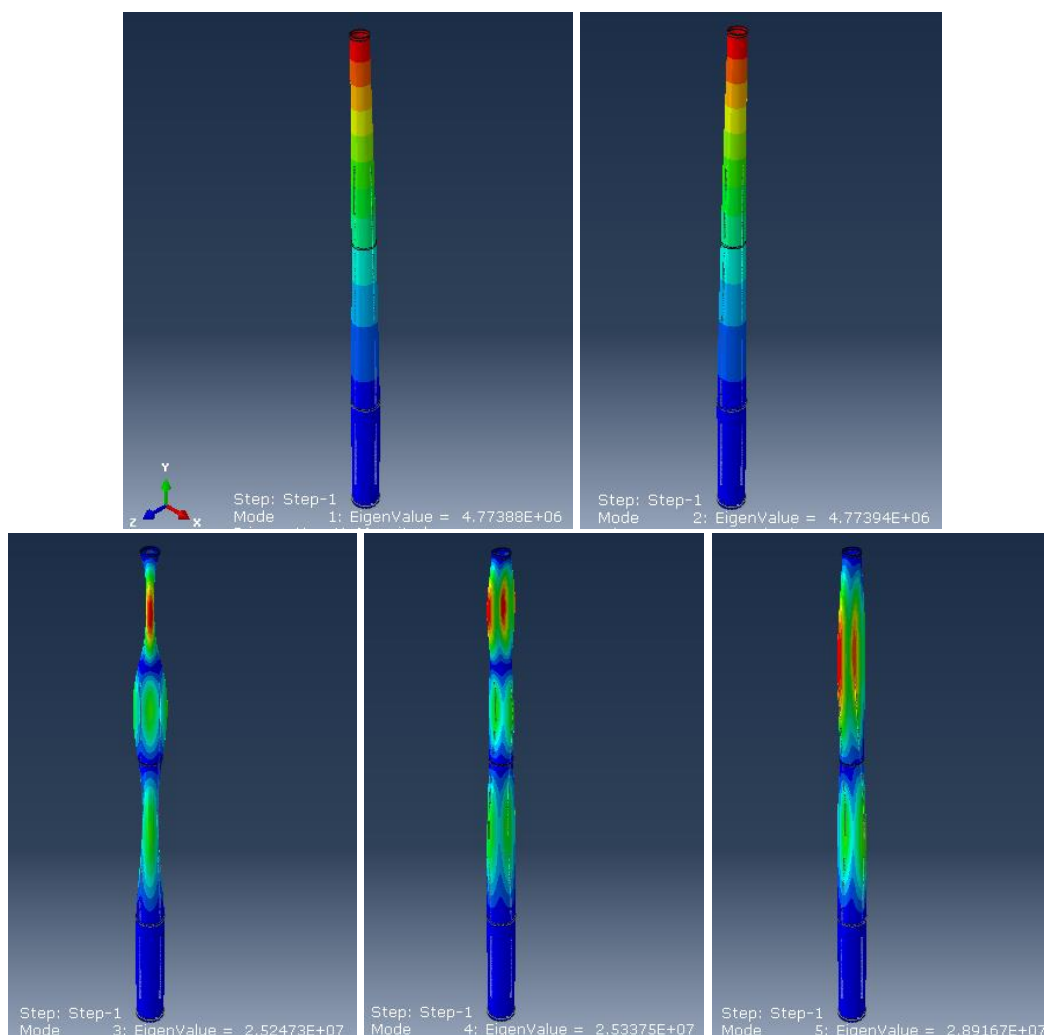


Figura 39 - Modelo Alternativo 1 - Modos de pandeo



### 4.3.3. Modelo Alternativo 2

El planteamiento de este modelo surge con la intención de proponer un diseño que mantenga las mismas propiedades frente al fallo por pandeo que la estructura original, pero que suponga un ahorro de masa total. Para lograrlo, se reduce ligeramente el ancho de las bridas 1, 2 y 3, y se hace una serie de modificaciones en los espesores semejantes a las realizadas en el Modelo Alternativo 2, pero únicamente en los tramos inferior y medio de la torre.

Como se puede observar a continuación (Tabla 12, Tabla 13 y Figura 40), no ha sido necesario añadir refuerzos y los datos obtenidos cumplen los requisitos establecidos.

Altura sobre superficie (m)	Radio exterior torre (m)	Espesor original (m)	Espesor rediseño (m)	Radio exterior brida (m)	Altura brida (m)	Ancho brida original (m)	Ancho brida reducida (m)	Refuerzo IPE80
0,000	2,090	0,040	0,040					
0,520	2,090	0,040	0,040					
0,635	2,084	0,028	0,028	2,056	0,115	0,270	0,250	
1,635	2,083	0,025	0,025					
4,615	2,085	0,030	0,021					
7,595	2,082	0,023	0,021					
10,575	2,081	0,022	0,021					
13,555	2,081	0,021	0,021					
16,535	2,080	0,019	0,021					
19,515	2,080	0,019	0,021					
19,685	2,080	0,019	0,019	2,061	0,170	0,325	0,300	
22,416	2,031	0,017	0,018					
25,147	1,984	0,017	0,018					
27,878	1,936	0,017	0,018					
30,609	1,889	0,017	0,018					
33,340	1,841	0,018	0,018					
36,071	1,794	0,018	0,018					
38,802	1,746	0,018	0,018					
41,533	1,699	0,018	0,018					
44,264	1,651	0,018	0,018					
46,995	1,604	0,018	0,018					
47,165	1,604	0,018	0,018	1,586	0,170	0,325	0,300	
50,015	1,559	0,018	0,018					
52,865	1,515	0,018	0,018					
55,715	1,471	0,018	0,018					
58,565	1,426	0,017	0,017					
61,415	1,382	0,017	0,017					
64,265	1,337	0,017	0,017					
67,115	1,293	0,016	0,016					
69,965	1,248	0,016	0,016					

72,815	1,204	0,017	0,017					
75,665	1,161	0,018	0,018					
76,505	1,166	0,029	0,029	1,137	0,340	0,121	0,121	

Tabla 12 - Modelo Alternativo 2 - Cambios estructurales

Archivo	Modelo_Alternativo_2
Masa total (Kg)	137880
Modo	Carga crítica (KN)
1	4,69E+03
2	4,69E+03
3	2,38E+04
4	2,38E+04
5	2,61E+04

Tabla 13 - Modelo Alternativo 2 - Resultados

Las figuras siguientes se corresponden con los cinco modos de pandeo que se han calculado.

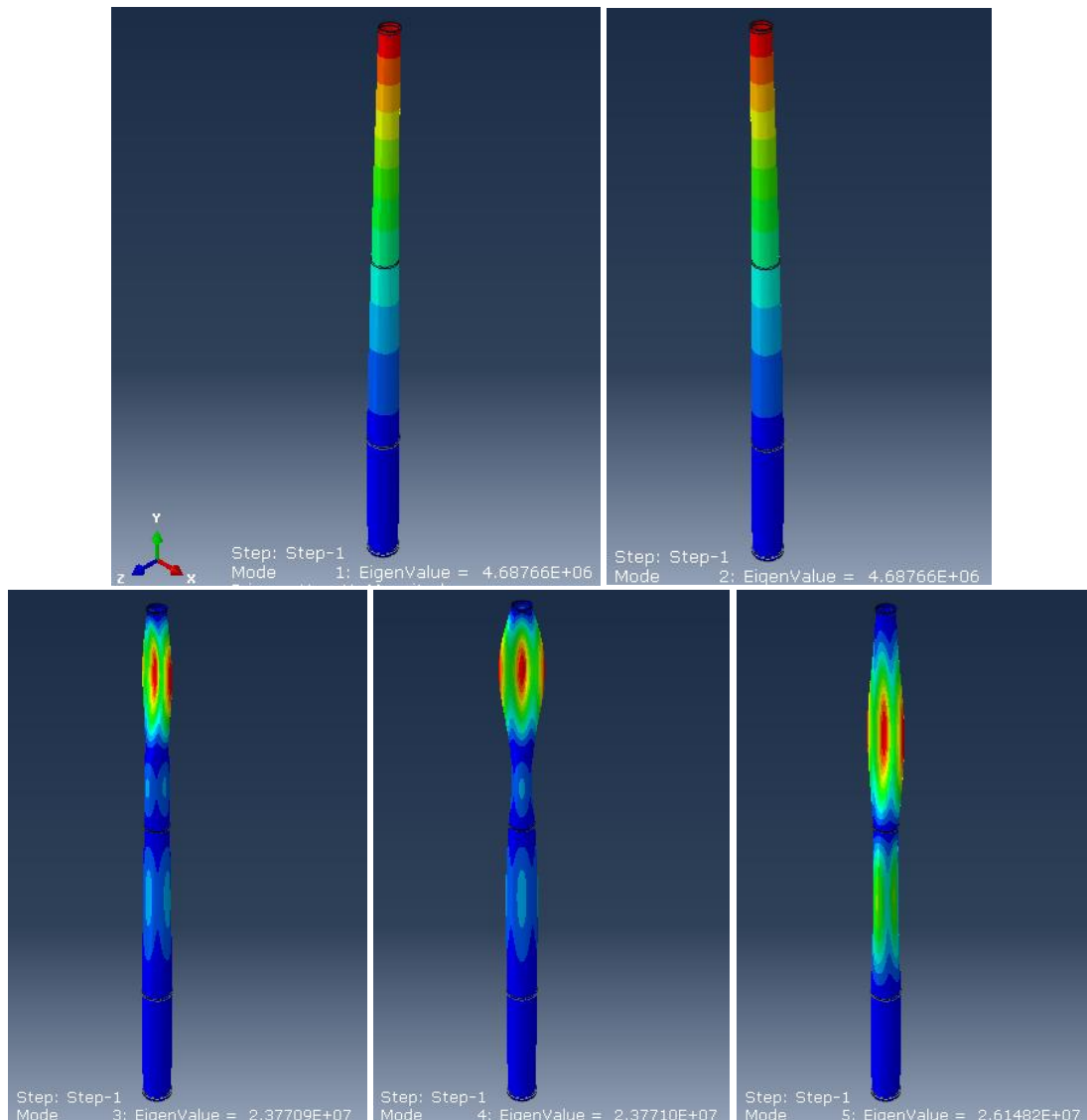


Figura 40 - Modelo Alternativo 2 - Modos de pandeo

#### 4.3.4. Comparativa de Modelos Alternativos

La generación de electricidad mediante aerogeneradores se ha convertido, a nivel mundial, es uno de los sustitutos preferentes de la generación con combustibles fósiles por su carácter renovable. Entre las principales tendencias tecnológicas del sector eólico, está la de mejorar las propiedades estructurales de sus componentes, ya que el continuo aumento de instalaciones supone el agotamiento de emplazamientos con condiciones prácticamente ideales y se requiere que los aerogeneradores soporten condiciones más adversas.

El fallo de la estructura de la torre por inestabilidad elástica o pandeo es una limitación de gran importancia porque supone el colapso de la torre y caída del aerogenerador, destruyendo la maquinaria al completo y lo que se pueda ver afectado en sus inmediaciones, además de las consecuencias económicas que conlleva. En este sentido, se han analizado cuatro posibles métodos para proponer mejoras: modificar espesor de virolas, refuerzos con perfiles estructurales, reducción de bridas y anillos rigidizadores. Éste último ha sido descartado por su baja contribución y elevada complejidad de instalación.

Para la geometría de torre en la que se centra el presente Trabajo Fin de Grado, se concluye con dos modelos alternativos que implican avances considerables relacionados con el pandeo.

Archivo	EV	Masa (Kg)	$\Delta EV$	%EV	$\Delta Masa$	% Masa
Estructura_original	4685080	140226	0	0,00%	0	0,00%
Modelo_alternativo_1	4773880	140140	88800	1,90%	-86	-0,06%
Modelo_alternativo_2	4687660	137880	2580	0,06%	-2346	-1,67%

Tabla 14 - Comparativa de Modelos Alternativos

El Modelo Alternativo 1 consigue aumentar los valores propios para los cinco primeros modos de pandeo manteniendo prácticamente la misma masa total que la torre original. Esta solución va encaminada a ofrecer la posibilidad de disponer de un modelo de aerogenerador más resistente estructuralmente sin la necesidad de incurrir en gastos adicionales excesivos.

El Modelo Alternativo 2 supone conservar las propiedades de la torre original frente al pandeo obteniendo un considerable ahorro en material, ya que se emplean 2346 kg menos de acero.

Cabe destacar que ambos modelos tienen espesores más homogéneos que la versión inicial, pasando de 12 a 8 espesores diferentes, y que comparten prácticamente los mismos componentes de fabricación, salvo los perfiles IPE80 que solo se aplican en el Modelo Alternativo 1. Esto los convierte en diseños versátiles y económicos, además de resistentes.

## 5. ANÁLISIS DE ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO

### 5.1. Diagrama de Gantt y presupuesto

Las diversas actividades que han sido necesarias para la realización de este estudio y el tiempo requerido para llevarlas a cabo han sido dispuestas generando el correspondiente Diagrama de Gantt. En la Figura 16 se muestra dicho diagrama, donde se pueden comprobar las dependencias entre las distintas tareas y la evolución temporal del trabajo

Actividades	Inicio	Duración (días)	Fin
Estudio previo	20/09/2017	50	09/11/2017
Formación en Abaqus	09/11/2017	15	24/11/2017
Modelado de estructura original	24/11/2017	30	24/12/2017
Estudio de mejoras estructurales	24/12/2017	60	22/02/2018
Diseño de Modelo Alternativo 1	22/02/2018	30	24/03/2018
Diseño de Modelo Alternativo 2	24/03/2018	30	23/04/2018
Validación de resultados	23/04/2018	10	03/05/2018
Realización del informe	03/05/2018	40	12/06/2018

Tabla 15 - Datos del Diagrama de Gantt

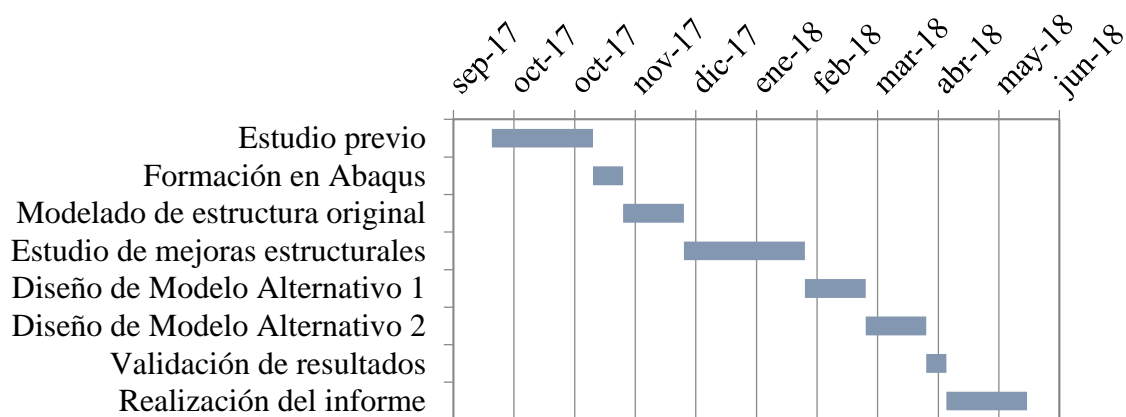


Figura 41 - Diagrama de Gantt

Para la valorar el presupuesto necesario para llevar a cabo el trabajo realizado se han considerado las horas dedicadas y el salario estipulado por el Convenio colectivo del sector de empresas de ingeniería y oficinas de estudios técnicos <sup>(7)</sup>, que se sitúa en 23618.28 €/año con un máximo de 1788 horas trabajadas, lo que supone 13.21€/hora. Se ha estimado que a cada actividad realizada en 2017 se le dedicó una media de 1,5 horas diarias y a las de 2018, 2,5 horas diarias. Además, se debería tener en cuenta los

costes relacionados con la adquisición de la licencia de uso del software con el que se realizan los modelos FEM, en este caso Abaqus 6.14 <sup>(9)</sup>, pero al hacer uso de la versión con licencia para estudiantes que ha sido facilitada la Universidad Carlos III de Madrid no se dispone de información para incluir este concepto en el presupuesto. Tal como se puede observar en la Tabla 16, en la que se desglosan los tiempos y costes de cada actividad desarrollada, el coste total del trabajo concluido asciende a 7403,83€.

<b>Concepto</b>	<b>Tiempo (h)</b>	<b>Coste (€)</b>
Estudio previo	75	990,70 €
Formación en Abaqus	22,5	297,21 €
Modelado de estructura original	45	594,42 €
Estudio de mejoras estructurales	143	1.888,93 €
Diseño de Modelo Alternativo 1	75	990,70 €
Diseño de Modelo Alternativo 2	75	990,70 €
Validación de resultados	25	330,23 €
Realización del informe	100	1.320,93 €
<b>Total</b>	<b>560,5</b>	<b>7.403,83 €</b>

Tabla 16 - Cálculo de presupuesto

## 5.2. Impacto socio-económico

En base a los resultados obtenidos a lo largo de este estudio, se considera necesario evaluar las consecuencias económicas del supuesto en que los Modelos Alternativos se lleven a cabo.

Gracias a la información obtenida del informe “El acero en el sector eólico” <sup>(8)</sup>, de donde se han sacado las referencias de los aceros empleados comúnmente en las torres de los aerogeneradores, y la base de datos que pone a libre disposición la web [www.basepreciosconstruccion.gobex.es](http://www.basepreciosconstruccion.gobex.es) <sup>(9)</sup> se han considerado los siguientes precios del acero:

- Acero laminado S 355 J2 = 1.2 €/Kg
- Perfil IPE80 = 1.12 €/Kg

Para la reducción del ancho de las bridas, por no disponer de información específica, se va a valorar usando el precio del acero laminado S 355 J2. De modo que para cada alternativa ofrecida:

	<b>Ahorro de acero en espesores (Kg)</b>	<b>Acero IPE80 (Kg)</b>	<b>Ahorro en espesor (€)</b>	<b>Gastos en IPE80 (€)</b>	<b>Ahorro estructural</b>
<b>Modelo Alternativo 1</b>	1206	1120	1.447,20 €	1.254,40 €	192,80 €
<b>Modelo Alternativo 2</b>	2346	0	2.815,20 €	- €	2.815,20 €

Tabla 17 - Ahorro en masa estructural

En el Modelo Alternativo 1 se obtiene un menor ahorro que en el segundo, como es de esperar, dado que se caracteriza por ofrecer una carga crítica de pandeo más elevada que la torre original conservando prácticamente la misma masa de acero. A pesar de que se aprecia la reducción de gastos que suponen cada uno de los Modelos Alternativos, esto no permite valorar objetivamente la repercusión sobre los costes totales del aerogenerador.

Para profundizar en la valoración económica, se ha decidido valorar el ahorro respecto a la instalación de un parque eólico completo. Los datos referentes a costes totales se han obtenido de los informes de la EWEA <sup>(10)</sup>, donde se indica que el coste medio de una turbina de 2 MW instalada en Europa es aproximadamente 2.46 mill€. Esto implica:

	<b>Ahorro estructural</b>	<b>%Ahorro aerogenerador</b>
<b>Modelo Alternativo 1</b>	192,8	0,01%
<b>Modelo Alternativo 2</b>	2815,2	0,11%

Tabla 18 - Contribución al ahorro en costes

Si se extrapolar a un caso práctico, la AEP (Anual Energy Production) es el producto que se compra y se vende en el mercado eléctrico, el SPT (Simple Payback Time) es cuánto tiempo se tarda en recuperar la inversión realizada en un parque eólico y el SCoE (Simple Cost Energy) es el coste simple de la energía. Por ejemplo, se puede considerar que la instalación de un parque con 25 aerogeneradores de 2MW con factor de capacidad,  $F_c = 0.257$ , supone una inversión inicial de 61.5 mill€. Los costes de operación y mantenimiento (O&M), también según la EWEA, son de 1.45 c€/MWh de media a lo largo de la vida útil del aerogenerador y el precio de la electricidad, 68.9 €/MWh. Si se considera también un factor de amortización 0.1:

El factor de capacidad,  $F_c$ , se define como el cociente entre la energía producida por un aerogenerador (o parque) y lo que hubiera producido si hubiera funcionado todo el tiempo a potencia nominal:

$$F_c = \frac{AEP}{P_N \cdot NHY} \rightarrow AEP = F_c \cdot P_N \cdot NHY = 0.257 \cdot 50 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ horas}$$

$$AEP = 112566 \text{ MWh}$$

$$SPT = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ingresos año} - \text{Costes año}} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Precio elec} \cdot AEP - \text{Costes O\&M} \cdot AEP}$$

$$SPT = \frac{\text{Inversión inicial}}{(68.9 \text{ €/MWh}) \cdot 112566 \text{ MWh} - 14.5 \text{ €/MWh} \cdot 112566 \text{ MWh}}$$

$$SCoE = \frac{\text{Inversión inicial} \cdot \text{Factor de amortización} + \text{Costes año}}{AEP}$$

$$SCoE = \frac{\text{Inversión inicial} \cdot 0.1 + \text{Cost O\&M} \cdot AEP}{AEP}$$

Conservando la misma AEP que la estructura original y resolviendo las ecuaciones anteriores se tiene que:

	Inversión inicial (€)	AEP (MWh)	SPT (años)	SCoE €/MWh
Modelo original	61.500.000,00 €	112566	10,043	69,134614
Modelo Alternativo 1	61.495.180,00 €	112566	10,042	69,130332
Modelo Alternativo 2	61.424.800,00 €	112566	10,031	69,067809

Tabla 19 - Análisis económico

Ante estos datos, se puede comprobar que el Modelo Alternativo 2 es el más rentable según estos parámetros desde el punto de vista económico.

## **6. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**

### **6.1. Conclusiones**

- Se ha realizado un modelo FEM de la torre de un aerogenerador a partir de los datos geométricos de las virolas y las bridas que la componen. Se ha empleado el código comercial de elementos finitos Abaqus 6.14 (versión para estudiantes), teniendo en cuenta el pertinente análisis de sensibilidad del mallado.
- Se han obtenido las cargas críticas para los 5 primeros modos de pandeo y se ha evaluado la repercusión en estos de diversas modificaciones estructurales (virolas, bridas, vigas y anillos rigidizadores).
- Se ha visto que la incorporación a la estructura de vigas soldadas y la modificación de los espesores de las bridas y virolas juegan un papel importante en la resistencia de la estructura frente al pandeo.
- Se ha optimizado un modelo en el que se consigue aumentar la carga crítica para los 5 primeros modos de pandeo manteniendo prácticamente la misma masa total que la torre original.
- Se ha calculado un modelo que permite conservar las propiedades de la torre original frente al pandeo obteniendo un considerable ahorro en material, sin perjuicio del valor original de la carga crítica de pandeo.
- Simultáneamente se han homogeneizado los espesores en ambos modelos facilitando y mejorando los procesos de fabricación.
- En ambos modelos se reducen costes de material y se mejora la rentabilidad económica, aunque de forma más destacable en el modelo de masa total reducida.

### **6.2. Trabajos futuros**

A lo largo de este estudio se han identificado diferentes áreas en las que sería interesante profundizar en detalle y que se escapan al propósito del mismo:

- Desde el punto de vista de la estabilidad estructural, el estudio se podría continuar realizando un análisis de no linealidad geométrica para evaluar el comportamiento de la estructura una vez que se ha producido la inestabilidad, es decir, estudiar el comportamiento post-crítico.
- Los refuerzos con perfiles estructurales son otro aspecto a tener en cuenta por existir infinidad de variedades fácilmente accesibles al tratarse de un mercado normalizado y extendido por todo el mundo, así que, sería conveniente continuar ampliando el análisis de cómo contribuyen estos elementos a la estabilidad.



## 7. BIBLIOGRAFÍA

1. **Global Wind Energy Council.** GWEC. [En línea] 2018. <http://gwec.net/>.
2. **International Electrotechnical Commission.** IEC 61400-1 Ed.3. 2005-2008.
3. **CSIC.** Código Técnico de la Edificación. *Seguridad estructural - Acero*. 2008.
4. **International Energy Agency.** *World Energy Outlook*. 2017.
5. **International Renewable Energy Agency.** *Perspectives for the Energy Transition*. 2017.
6. —. IRENA. *International Renewable Energy Agency*. [En línea] International Renewable Energy Agency, 2018. <http://www.irena.org>.
7. **Santillana, Jaime Santo Domingo.** *Pandeo*. EPS Zamora : s.n., 2008.
8. **Bausá, Alejandro Morey.** *Pandeo en estructuras verticales*. Univ. Politécnica de Cartagena : s.n.
9. *Estudio mediante elementos finitos del fenómeno de pandeo lateral en perfiles conformados en frío.* **Martínez, Miguel Ángel, Doblaré, Manuel y Gracia, Luis.** 4, Zaragoza : s.n., 2001, Vol. 17.
10. **Santiuste Romero, Carlos y Artero Guerrero, José Alfonso.** *Introducción al Método de Elementos Finitos*. 2017.
11. **Simulia Corp.** Abaqus Simulia 6.14 User's Manual. 2014.
12. **ArcelorMittal.** Perfiles y Barras Comerciales. 2017.
13. **Ministerio de Empleo y Seguridad Social.** BOE. 18 de Enero de 2017.
14. **Álvarez, José Ángel Díaz.** *El acero en el sector eólico*. Madrid : s.n., 2014.
15. **Gobierno de Extremadura.** BASE DE PRECIOS DE LA CONSTRUCCIÓN. [En línea] <http://basepreciosconstruccion.gobex.es/p/p03a1/p03a1.html>.
16. **European Wind Energy Association.** *The Economics of Wind Energy*. 2009.

## 8. ANEXOS

### ANEXO A - Modelado de la estructura original con Abaqus

#### Introducción

El análisis estructural de la torre se ha realizado utilizando el software de elementos finitos Abaqus, facilitado por la Universidad Carlos III de Madrid, a fin de poder realizar simulaciones evaluando las complejidades geométricas conocidas de la torre y que resulten necesarias para aumentar la precisión de los cálculos.

A continuación se describen los pasos que se han seguido hasta la obtención del modelo de la torre original y sus correspondientes valores de carga crítica de pandeo para los cinco primeros modos de inestabilidad.

#### Part y Property

Desde el módulo “Part”, se comienza el modelo creando el perfil de la torre a partir de una superficie de revolución de 360° tipo “Shell” y se va definiendo a tramos según el diámetro exterior de las especificaciones de la torre. Otras “parts” que se crean son las correspondientes a las bridas y en cuyo caso se obtienen por extrusión de una circunferencia de radio igual al del exterior de la brida.

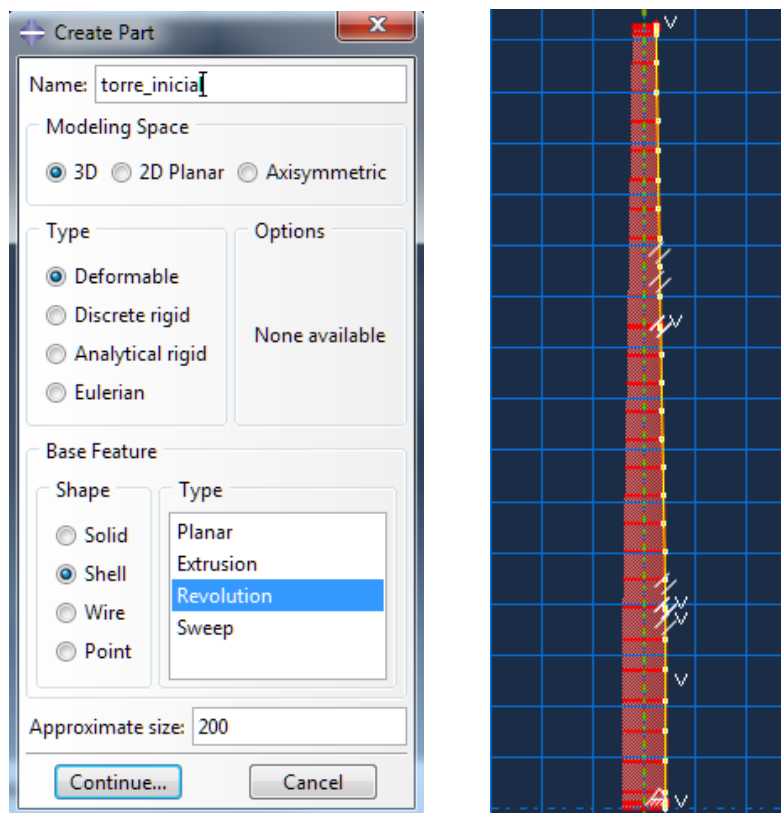


Figura 42 - Crear part torre inicial

Una vez se tienen las distintas piezas que van a formar la torre, se les tiene que asignar un material. Para ello, hay que definir primero el material desde el módulo “Property

pulsando en “Create material”. En la ventana que se habilita se pueden establecer numerosas propiedades del material. En el caso del acero que se emplea en esta torre, según las especificaciones disponibles serán módulo de Young 210 GPa, Coeficiente de Poisson 0.3 y densidad 7850 Kg/m<sup>3</sup>,

Como el espesor del acero es variable a lo largo de la torre, es necesario definir distintas secciones, una por cada espesor. Con las bridas se procede de la misma manera. El tipo de sección elegida es “Shell Homogeneous”.

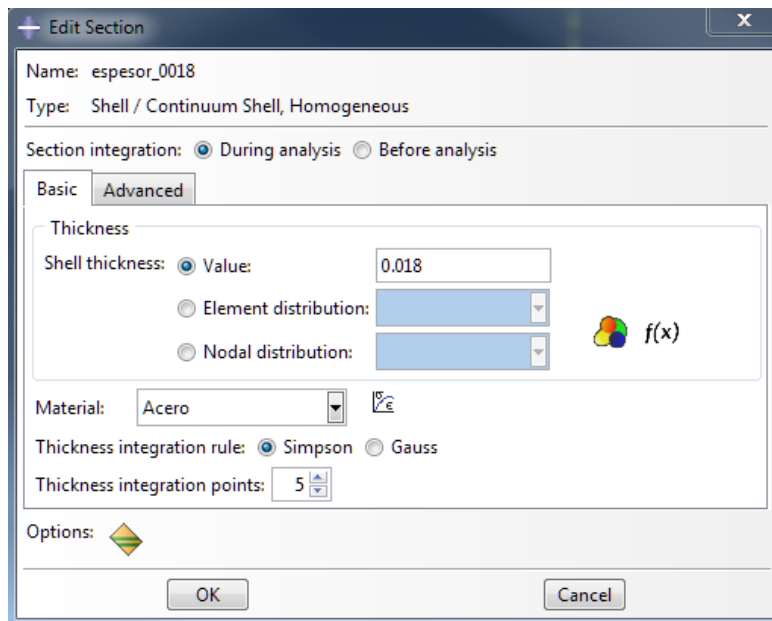


Figura 43 - Editar sección

Para que todo el modelo de torre y bridas cumpla con las especificaciones del fabricante, hace falta asignar las secciones creadas a cada tramo de las “parts” generadas. En este caso, se les aplica un offset tipo “Top surface” para que la “Shell” quede en la parte exterior de cada pieza.

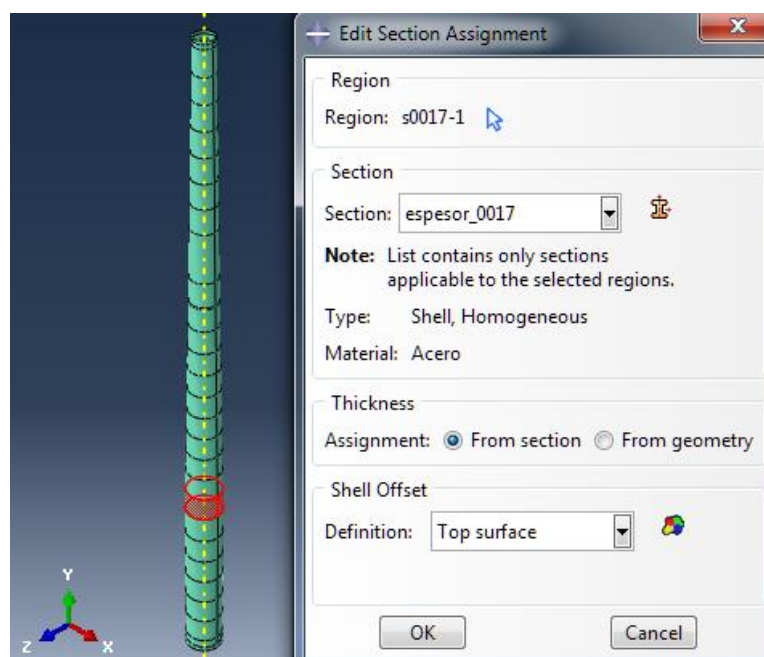


Figura 44 - Asignar sección

### **Assembly e Interaction**

Llegados a este punto, desde el módulo “Assembly”, se realiza el ensamblado de las piezas colocando cada brida en la región correspondiente de la torre. Para ello se hace uso de las herramientas de rotación y traslación.

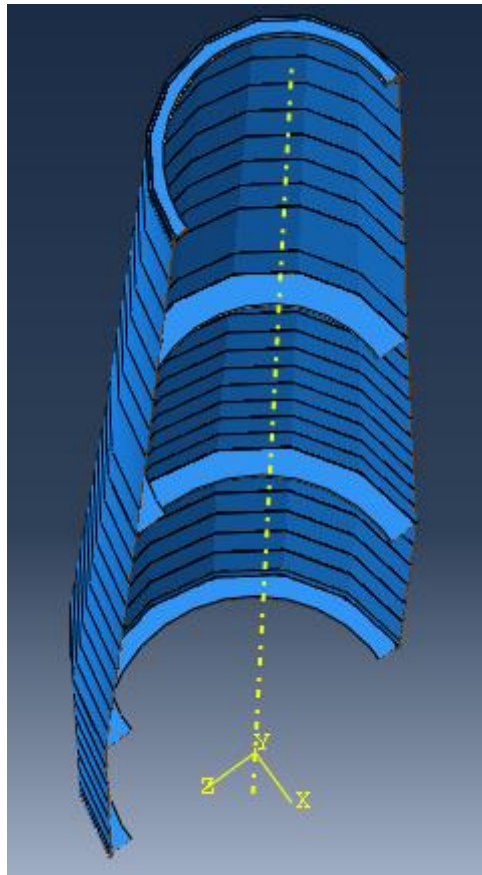


Figura 45- Torre ensamblada

Para que la torre y las bridas formen una única estructura y no actúen como elementos independientes, es necesario establecer uniones en el modelo. Esto se hace utilizando la herramienta “Constraints”, asignando uniones tipo “tie”, consiguiendo así que las piezas se comporten de forma solidaria. Estas fijaciones se realizan entre la “Shell” de cada elemento, de modo que es necesario incluir una tolerancia, que se corresponde con el espesor de la pared de la torre en la sección de la unión.

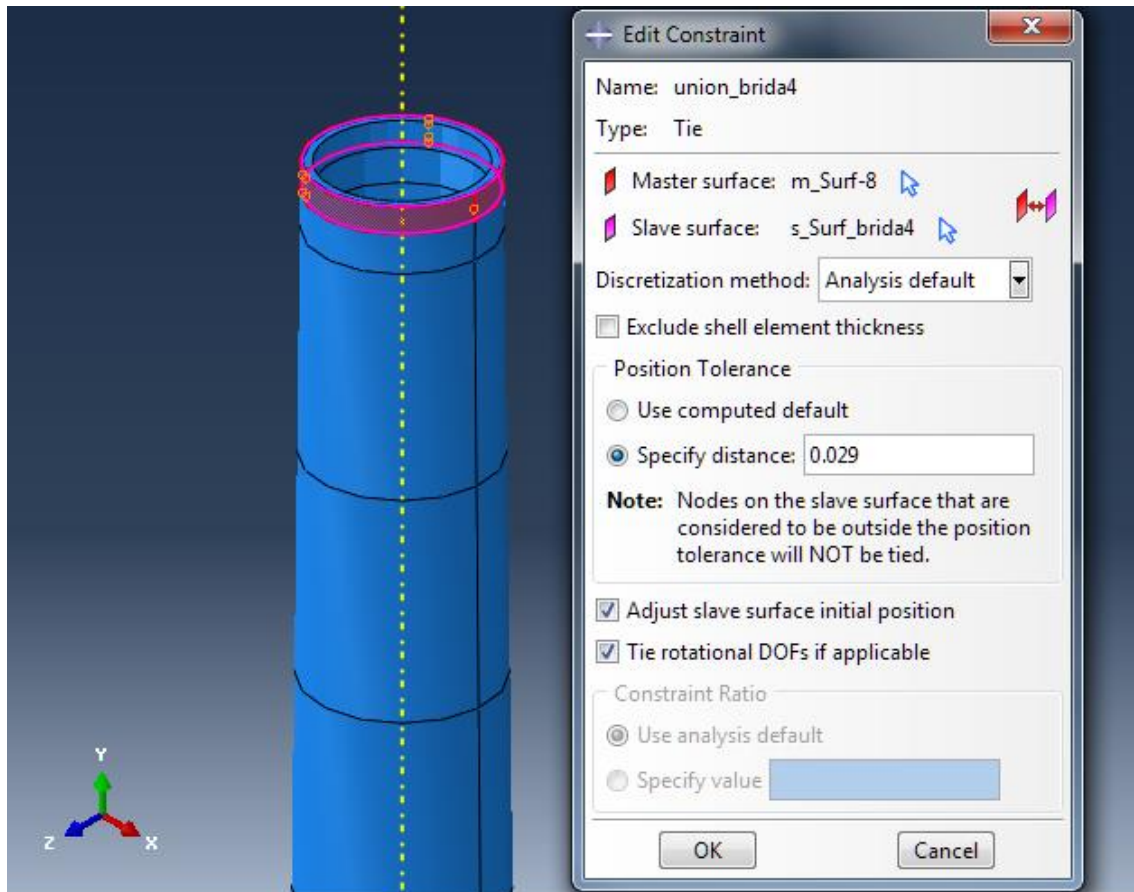


Figura 46- Unión brida 4

### Step y Mesh

Esta etapa resulta característica del análisis de pandeo que se pretende realizar ya que se va a emular las condiciones en las que se produciría dicha inestabilidad para obtener la carga crítica que provoca el pandeo. El Manual de Análisis del Usuario de Abaqus define esta etapa como “Eigenvalue buckling prediction” y, como el mismo indica, es usado para “estimar la carga de bifurcación crítica de estructuras rígidas en análisis de perturbación lineal”<sup>(10)</sup>. Para llevarla a cabo se debe crear un “Step” el tipo perturbación lineal “Buckle”. Abaqus permite emplear dos métodos diferentes para obtener los valores propios, el primero sería el método “Lanczos” y el segundo, “Subspace iteration”. En el caso de la opción “Lanczos”, es generalmente adecuada cuando se requiere un número elevado de modos característicos para un sistema de numerosos grados de libertad. En cambio, el otro método es aplicable en situaciones en las que se requieren pocos modos. Además, la ejecución de la opción “Lanczos” está restringida a modelos compuestos por elementos híbridos, conectores o de contacto y modelos que han sido pre-cargados con cargas de bifurcación<sup>(10)</sup>.

Como este estudio se centra en los cinco primeros modos de pandeo, el método que se debe emplear es “Subspace iteration”. Al crear este “step”, se han añadido un empotramiento en la base de la torre y una carga axial de compresión de valor unidad distribuida en el extremo superior. Con estas condiciones, cuando se realice el cálculo

de los valores propios para cada modo de pandeo, se corresponderán con la carga crítica de pandeo.

En el módulo llamado “Mesh” se establece cómo se va a discretizar del problema, o lo que es lo mismo, se fijan divisiones en el modelo generando una sucesión de elementos finitos, es decir, se define el mallado. Se hace así porque el método FEM “supone que el comportamiento mecánico de un continuo es similar al de un conjunto formado por un número finito de partes o elementos”<sup>(16)</sup>. Dichos elementos están conectados entre sí por a través de unos puntos conocidos como nodos. La función de este módulo es permitir determinar ubicación de estos nodos y, así, discretizar el modelo.

Se trata éste de un punto de gran importancia ya que la precisión de la solución que aporte el método de FEM va a depender del mallado realizado, por lo que resulta imprescindible ejecutar previamente un análisis que determine una malla suficientemente fina que logre el mallado adecuado. Es lógico pensar en primera instancia que cuanto mayor sea el número de nodos y elementos que se empleen en la discretización, más precisa será la aproximación de la solución a la realidad. Lamentablemente, el número de elementos se ven condicionados por la capacidad de computación y el tiempo de cálculo, de forma que es inevitable tener que realizar un “análisis de sensibilidad de la malla para encontrar el número mínimo de elementos que proporcionen una solución suficientemente precisa”<sup>(16)</sup>.

El análisis de sensibilidad consiste en un proceso iterativo, por lo que se decide partir de un mallado de tamaño global aproximado 0.5 tal como se puede observar en la siguiente figura:

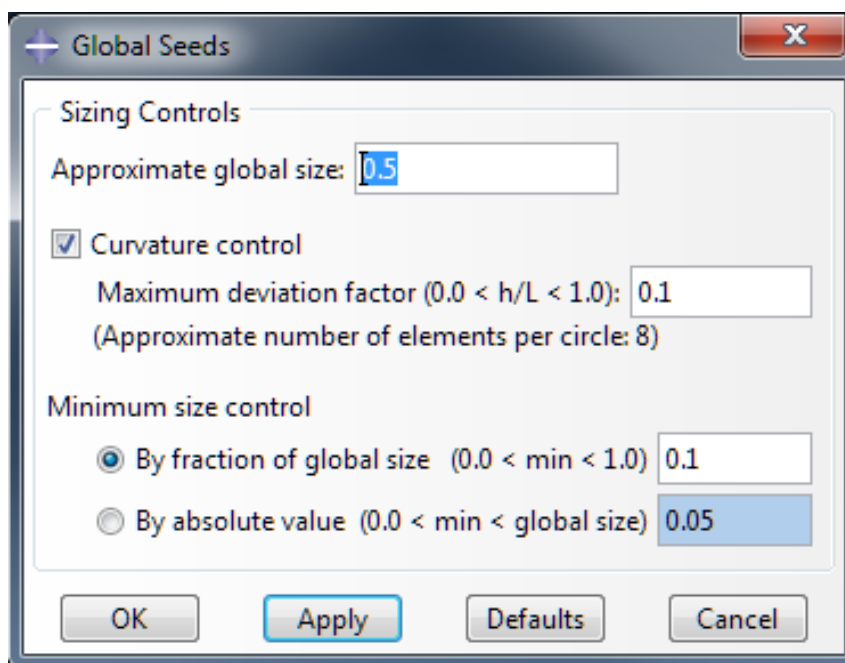


Figura 47 - Mallado inicial

Tras realizar el mallado de todas las partes que integran la estructura, el siguiente paso es ejecutar el análisis o simulación tal como se describe en el siguiente apartado.

## Jobs y Visualization

En esta sección simplemente hay que generar un “Job” desde el botón “Create Job”, asignarle un nombre y lanzar la simulación desde el botón “Submit” del “Job Manager”.

Una vez esté completado el cálculo, desde el módulo “Visualization” se obtiene la carga crítica de pandeo para cada modo solicitado como se puede ver a continuación:

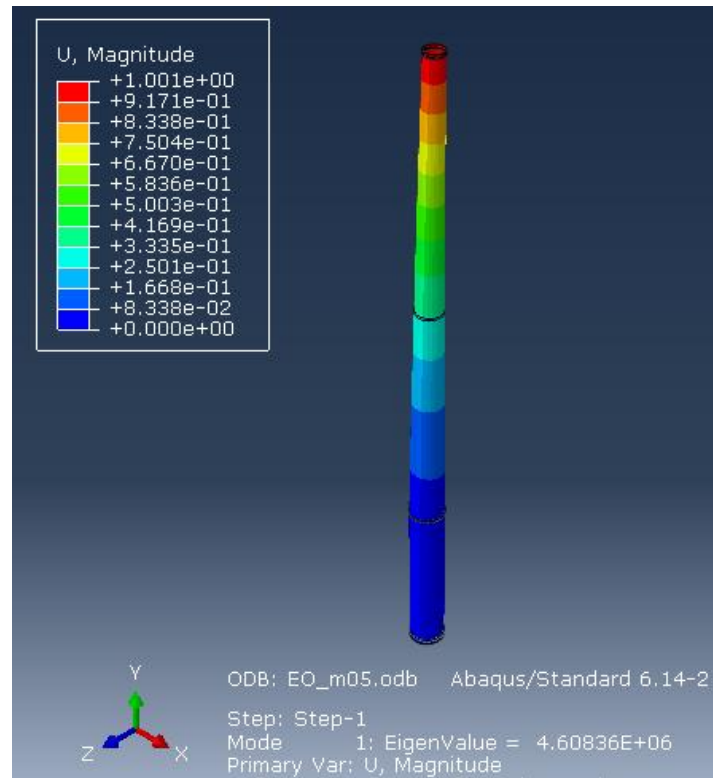


Figura 48 - Primer Job

